

Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Aufbau einer internationalen Kooperation mit der TU Delft (NL) zum Thema

Erweiterung eines agentenbasierten Strommarktmodells zur Modellierung der Anforderungen des steigenden Anteils erneuerbarer Energien in Deutschland

(Agent-based modelling of electricity market infrastructures with growing share of renewables by extending an existing model to Germany)

Ergebnisbericht

an die Deutsche Forschungsgemeinschaft

GZ: VI 111/2-1

AOBJ: 601373

Laufzeit: 01.02.2013 - 30.11.2014

Wuppertal, 28.02.2015

Ergebnisbericht

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde unter dem Geschäftszeichen VI 111/2-1 mit Förderung der Deutschen Forschungsgemeinschaft durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den Autor(inn)en.

Autor(inn)en:

Ole Soukup, Christine Krüger, Dr. Peter Viebahn

Durchführung:

Ole Soukup, Christine Krüger, Dr. Peter Viebahn, unterstützt durch Jonas Friege, Thorben Jensen, Marvin Nebel (Wuppertal Institut, Forschungsgruppe 1 „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“)

Jörn Richstein, Dr.ir. Emile Chappin, unterstützt durch Jochem Douw (TU Delft, Fakultät Technoloy – Policy – Management, Section Energy and Industry)

Leitung des Forschungsvorhabens

Dr. Peter Viebahn
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Forschungsgruppe 1 „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
Deutschland
Tel.: +49 202/2492-306
Fax: +49 202/2492-198
E-mail: peter.viebahn@wupperinst.org
Web: www.wupperinst.org

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	4
Abbildungsverzeichnis	4
1 Einleitung, Überblick	5
2 Dokumentation der Modellierung mit EMLab-Generation	5
2.1 Zielsetzung der Modellierung	5
2.2 Grundlagen des Modells EMLab-Generation	7
2.3 Erarbeitung eines Zweiregionenmodells Deutschland + EU	8
2.3.1 Überblick über die durchgeführten Arbeiten	8
2.3.2 Definition der Modellregionen	9
2.3.3 Abbildung des Kraftwerksparks im Basisjahr	10
2.3.4 Auswahl von Langfrist-Energieszenarien	14
2.3.5 Ausbauwerte erneuerbarer Energien	16
2.3.6 Einspeisung aus erneuerbaren Quellen und Entwicklung der Stromnachfrage	19
2.3.7 Weitere zentrale Inputdaten	21
2.3.8 Modellergebnisse	23
2.3.9 Lessons Learned: Nutzung von Open-Source Strommarktmodellen	26
2.4 Konzept zur Berücksichtigung von Risiken in Investitionsentscheidungen	27
2.5 Fazit	29
3 Dokumentation der durchgeführten Workshops	31
3.1 First International Workshop „Modelling the Energy Transition in North-Western Europe“	31
3.2 First International Workshop „Agent-Based Modelling of Electricity Markets“	32
3.3 Delfter Modellierer-Kolloquium	32
3.4 ABM-Kompaktkurs „An introduction to the ‘magical’ world of agent-based modelling“	33
4 Zusammenfassung und Ausblick	33
5 Literaturverzeichnis	34

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1	Übersicht der Datenquellen zur Definition des Kraftwerksparks im Basisjahr 2011	13
Tab. 2-2	Vor- und Nachteile der betrachteten Szenarien für den hier verfolgten Modellzweck	15
Tab. 2-3	Entwicklung des Bruttostrombedarfs gemäß (Fraunhofer ISI 2011), Szenario B (2011: reale Werte)	19
Tab. 2-4	Übersicht weiterer Dateninputs und Quellen für die Modellregionen DE und EU	21

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1	Erforderliche Anpassungen der Input-Daten bei Übertragung auf eine andere Modellregion	9
Abb. 2-2	Darstellung der Modellregionen Deutschland (gelb) und EU (blau)	10
Abb. 2-3	Kohlekraftwerke Deutschland – Altersverteilung und Zuordnung zu Kraftwerksbetreibern (MW Ende 2010)	12
Abb. 2-4	Kraftwerkspark in Deutschland (oben) und Europa (unten): Altersverteilung und Zuordnung zu Kraftwerksbetreibern (MW Ende 2010)	14
Abb. 2-5	Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland	17
Abb. 2-6	Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Stromerzeugung in Europa ohne Deutschland	18
Abb. 2-7:	Installierte Windenergieleistung in Europa im Jahr 2050	20
Abb. 2-8	Entwicklung der installierten fossilen Kraftwerksleistung in Deutschland (2011-2050)	24
Abb. 2-9	Entwicklung der installierten fossilen Kraftwerksleistung in Europa (ohne Deutschland , 2011-2050)	25
Abb. 2-10	Entwicklung der Stromerzeugung im Rahmenszenario (Summe beider Modellregionen)	25
Abb. 2-11	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Rahmenszenario (Summe beider Modellregionen)	26

1 Einleitung, Überblick

Der Ergebnisbericht dokumentiert in Kapitel 2 die in diesem Forschungsvorhaben durchgeführten Arbeiten an dem von der TU Delft entwickelten agentenbasierten Strommarktmodell EMLab-Generation, das als Open-Source Modell konzipiert ist. Einen zentralen Aspekt bildet die Übertragung des Modells, das ursprünglich die beiden Regionen CWE=Central-Western-Europe und UK umfasste, auf ein Modell mit den beiden Regionen Deutschland und Europa (ohne Deutschland), im Wesentlichen in den Grenzen der EU28. Diese Übertragung ist die Grundlage für die Untersuchung unterschiedlicher Fragestellungen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Strommarkts in Deutschland innerhalb des europäischen Verbundnetzes bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. So kann beispielsweise untersucht werden, welchen Einfluss die Höhe der Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern im Modell auf den Zubau fossiler Kraftwerkskapazität in Deutschland sowie auf die Zusammensetzung dieses Zubaus zeigt. Nach der Darstellung der konkreten Zielsetzung und der Grundlagen des vorhandenen Modells werden im Hauptteil (Kapitel 2.3) die eigenen Modellierungsarbeiten (Datenaufbereitung, Modellierung und „lessons learned“) beschrieben. Im Anschluss erfolgt eine kurze Darstellung einer noch in Erarbeitung befindlichen Masterarbeit zur Berücksichtigung von Risikoaspekten innerhalb des Investitionsalgorithmus¹ von EMLab-Generation, die sich aus dem internationalen ABM-Workshop als offene methodische Fragestellung von Strommarktmodellen ergeben hat (Kapitel 2.4). Kapitel 2.5 gibt eine kritische Einschätzung der erreichten Modellierungsergebnisse sowie weitere mögliche Anwendungen der neu konzipierten Modellregionen.

Kapitel 3 gibt anschließend einen Überblick über die in diesem Vorhaben durchgeführten gemeinsamen Workshops zwischen TU Delft und Wuppertal Institut sowie den internationalen Workshop, an dem fünf Forschungseinrichtungen aus Deutschland sowie die TU Delft erstmals ihre Erfahrungen mit ABM-Strommarktmodellierung austauschten und methodischen Forschungsbedarf aufarbeiteten.

Der Bericht schließt mit einer kurzen Zusammenfassung sowie einem Ausblick auf weitere Forschungsarbeiten, mit denen die im Rahmen dieser Anbahnungsmaßnahme begonnene Kooperation zwischen Wuppertal Institut und TU Delft fortgesetzt werden soll.

2 Dokumentation der Modellierung mit EMLab-Generation

2.1 Zielsetzung der Modellierung

Die durchgeführten Arbeiten verfolgen unterschiedliche Zielsetzungen auf verschiedenen strategischen, methodischen und inhaltlichen Ebenen.

Im Hinblick auf die vom Wuppertal Institut verfolgte Transitionforschung ist es ein erklärtes Ziel, die Übergänge zu einem nachhaltigen Energiesystem zu erforschen und im Rahmen der Politikberatung die Bedingungen für ein erfolgreiches Gelingen der Energiewende aufzuzeigen. Dies erfordert insbesondere den Einbezug von sozialen Aspekten und Akteurshandeln.

Unter *methodischen* Gesichtspunkten bedeutet dies, das bisherige Modellinstrumentarium und die eingesetzten Methoden der Energieforschung zu erweitern, um über den Einbezug von Akteurshandeln einen Beitrag zur sozio-ökonomischen Fundierung der Energiewende in Deutschland zu leisten. Zur erfolgreichen Umsetzung einer Transformation des Energiesystems bedarf es insbesondere einer Analyse und eines grundlegenden Verständnisses des Verhaltens relevanter Akteure im *Strommarkt*, z. B. der Investmentstrategien der Energieversorger. Hierzu bietet es sich an, agentenbasierte Modelle einzusetzen. In diesem Vorhaben werden zwei Teilaspekte in diesem Sektor aufgegriffen und erste Schritte zu ihrer Modellierung vorbereitet:

- Aufgrund des massiven Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor kommt dem *Umgang mit einem hohen Anteil intermittierender erneuerbarer Energien* eine immer größere Bedeutung zu. Von großem Interesse sind in diesem Zusammenhang beispielsweise Strategien von Kraftwerksbetreibern zum Umgang mit überschüssigem Windstrom in Starkwindzeiten, sei es durch Speicherung als Strom oder als Wasserstoff oder mittels netzseitiger Maßnahmen. Eine grundlegende Voraussetzung, um diese Fragen agentenbasiert modellieren zu können, ist die Darstellung des Einflusses der erneuerbaren Energien in Elektrizitätsmärkten. Eine zentrale methodische Frage ist dabei, wie der Einfluss intermittierender erneuerbarer Energien auf das Lastprofil durch die Berücksichtigung von Einspeiseganglinien besser berücksichtigt werden könnte. In diesem Vorhaben werden hierfür erste Grundlagen erarbeitet, indem aufbauend auf einer Analyse von europaweiten Ausbauszenarien für erneuerbare Energien die daraus resultierenden Entwicklungspfade erneuerbarer Energien in das EMLab-Generation-Modell integriert und auf zwei „Regionen“, Deutschland und Europa ohne Deutschland, angewandt werden. Eine erste Analyse zu den Wechselwirkungen des deutschen mit dem europäischen Markt erfolgt anhand einfacher beispielhafter Fragestellungen.
- Zur erfolgreichen Umsetzung einer Transformation des Energiesystems bedarf es weiterhin einer Analyse und eines grundlegenden Verständnisses des generellen Verhaltens relevanter Akteure, z. B. der *Investmentstrategien der Energieversorger*. Die Analyse und Erweiterung der entsprechenden Verhaltensmuster ist daher Ziel einer im Rahmen dieses Vorhabens initiierten Masterarbeit, in der Risikoaspekte innerhalb des Investitionsalgorithmus' von EMLab-Generation berücksichtigt werden sollen.

Um die dargestellten methodischen Fragestellungen bearbeiten zu können, besteht die *inhaltlich-strategische* Zielsetzung des Vorhabens darin, ein bereits bestehendes ABM-Modell (EMLab-Generation) in Kooperation mit den Entwicklern an der TU Delft für die eigenen Zwecke nutzbar zu machen und auf die gewählten Regionen anzuwenden. Eine zentrale Herausforderung besteht dabei in der Restriktion, dass EMLab-Generation ursprünglich eher zur qualitativen Beantwortung von Fragestellungen, aus denen Politikmaßnahmen abgeleitet werden können, erstellt wurde (z. B. zum Vergleich von Minderungspolitiken für CO₂-Emissionen). Im Rahmen der hier erfolgten Modellübertragung auf die Regionen Deutschland und Europa ohne Deutschland wird dagegen auch auf eine Präzisierung von Inputdaten Wert gelegt wird, um so die modellrelevanten Parameter der betrachteten Regionen möglichst präzise quantitativ beschreiben zu können. Dies betrifft z. B. eine stärkere Orientierung an Ist-Daten und an definierten Szenariopfaden anstatt an Trendfunktionen. Dieser Ansatz soll es ermöglichen, quantitative Aussagen zu den Untersuchungsregionen zu treffen.

Schließlich besteht ein weiteres Ziel *explorativen* Charakters darin, an der Schnittstelle zwischen theoretischem Anspruch und Praxistauglichkeit die durchgeführten Arbeiten zu nutzen, um den Open-Source Ansatz für komplexe Modelle einem Praxischeck zu unterziehen. Hierzu gehört auch die Rückmeldung von Erfahrungen aus der Modellanwendung und Vorschlägen zur Weiterentwicklung des Open-Source Modells an die Entwickler.

2.2 Grundlagen des Modells EMLab-Generation

Die in diesem Kapitel beschriebenen Arbeiten bauen auf einem bereits vorhandenen agentenbasierten Modell (ABM) auf, das in den vergangenen Jahren an der Technischen Universität Delft (Fakultät Technologie, Politik und Management, TUD-TBM) entwickelt wurde (Chappin 2011). Die folgende Kurzbeschreibung des Modells basiert auf De Vries et al. (2013) und Nebel (2015).

EMLab-Generation ist ein agentenbasiertes Simulationsmodell, welches aktuell zwei miteinander gekoppelte Elektrizitätsmärkte berücksichtigt. Zweck des Modells ist es, Einblick in die Langzeitentwicklung europäischer Strommärkte zu geben und Langfristauswirkungen von Politikmaßnahmen auf Investitionsentscheidungen zu untersuchen.

Zentrale Akteure (Agenten) des Modells sind die Stromerzeuger („Power Producer“). Ihre Aufgabe besteht darin, sowohl operative (z. B. Einkauf von Brennstoffen, Verkauf von Strom) als auch strategische Entscheidungen (z. B. Investitionen in Erzeugungstechnologien) zu treffen. Investitionsentscheidungen beruhen auf dem Kapitalwert (Net Present Value, NPV) der verfügbaren Optionen und können zugunsten verschiedener Technologien zur Nutzung von Braunkohle, Steinkohle, Gas, Kernkraft, Wind oder Photovoltaik getroffen werden.

Die Stromnachfrage in EMLab-Generation ist exogen. Sie wird dargestellt als segmentierte Jahresdauerlinie des Lastgangs (Load duration curve, LDC) für jedes Jahr. Zwar sieht das Modell eine zeitliche Veränderung der Jahresstromnachfrage vor, jedoch ist eine strukturelle Veränderung der Segmente der LDC während eines Modelllaufs (z. B. als Folge von Lastmanagement-Maßnahmen oder Stromspeicherung) bislang nicht möglich. Um die fluktuierende Erzeugung aus intermittierenden erneuerbaren Quellen (Wind, Solar) berücksichtigen zu können, wird ihr relativer Beitrag als prozentualer Anteil der jeweils verfügbaren an der installierten Leistung für jedes Segment der LDC berechnet.

Die Kraftwerksbetreiber bieten am Spotmarkt auf Grundlage ihrer kurzfristigen Grenzkosten – unter Berücksichtigung exogener Brennstoffpreise und technologiespezifischer Parameter (z. B. Wirkungsgrade, Betriebskosten, Verfügbarkeit). Die Markträumung erfolgt, indem diese Gebote zu einer Angebotskurve sortiert werden. Die Angebotskurve wird dann zur endogenen Ermittlung des Strompreises mit der Stromnachfrage abgeglichen, wobei auch begrenzter Stromaustausch zwischen den beiden Modellregionen berücksichtigt wird. Ergänzend zum Stromhandel auf dem Spotmarkt können in EMLab-Generation auch langfristige Termingeschäfte abgeschlossen werden.

Das Modell bietet auch die Möglichkeit, ein Emissionshandelssystem mit Hilfe eines zusätzlichen CO₂-Marktes abzubilden. Wird von dieser Option Gebrauch gemacht, werden die Marktpreise von Strom und CO₂ mithilfe eines iterativen Prozesses bestimmt, um sicherzustellen, dass die CO₂-Emissionen den definierten Cap nicht überschreiten.

2.3 Erarbeitung eines Zweiregionenmodells Deutschland + EU

2.3.1 Überblick über die durchgeführten Arbeiten

Die Übertragung von EMLab-Generation auf neue Modellregionen erfordert keine grundlegenden Änderungen der Modellstruktur, weil die bislang von der TU Delft berechneten Szenarien bereits zwei Regionen umfassen und im Rahmen dieses Projektes die verschiedenen berücksichtigten Länder der Region EU vereinfachend zu einem einzigen Knotenpunkt zusammengefasst werden.

Der Fokus bei der Anpassung des Modells liegt dagegen auf der Anpassung aller zentralen exogen zu definierenden Dateninputs, die von EMLab-Generation verarbeitet werden. Die hierfür durchgeführten Arbeiten betreffen insbesondere den Kraftwerkspark und den Ausbau von sowie die Stromeinspeisung aus Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie weitere zentrale Input-Zeitreihen.

Im Anschluss an die genaue Definition der Modellregionen war es erforderlich, statistische Daten sowie Annahmen aus Szenariostudien für die nachfolgend aufgeführten Aspekte zu erfassen und für die von EMLab-Generation bereitgestellten Schnittstellen aufzubereiten:

- Kraftwerkspark im Basisjahr: Installierte Leistung nach Technologien, Regionen und Anlagenalter (auf Grundlage von Kraftwerksdatenbanken und sonstigen veröffentlichten Kraftwerksdaten)
- Ausbaupfade erneuerbarer Energien in den jeweiligen Regionen auf Grundlage geeigneter Langfrist-Energieszenarien
- Entwicklung der Stromnachfrage auf Grundlage von Annahmen geeigneter Szenarien
- Ganglinien der Verbraucherlast und der Einspeisung aus fluktuierender erneuerbarer Erzeugung (um innerhalb von EMLab die Zuordnung von erneuerbarer Einspeiseleistung zu den Segmenten der Jahresdauerlinie zu ermöglichen)
- Weitere zentrale Inputdaten, wie z. B. Kraftwerksparemeter oder Kapazitäten der Netzkuppelstellen (auch Verifizierung bisheriger Rahmenannahmen in EMLab)

Die zentralen erforderlichen Anpassungen der Input-Daten bei Übertragung auf eine andere Modellregion sind in Abb. 2-1 zusammengefasst. Die hierzu durchgeführten Arbeiten werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

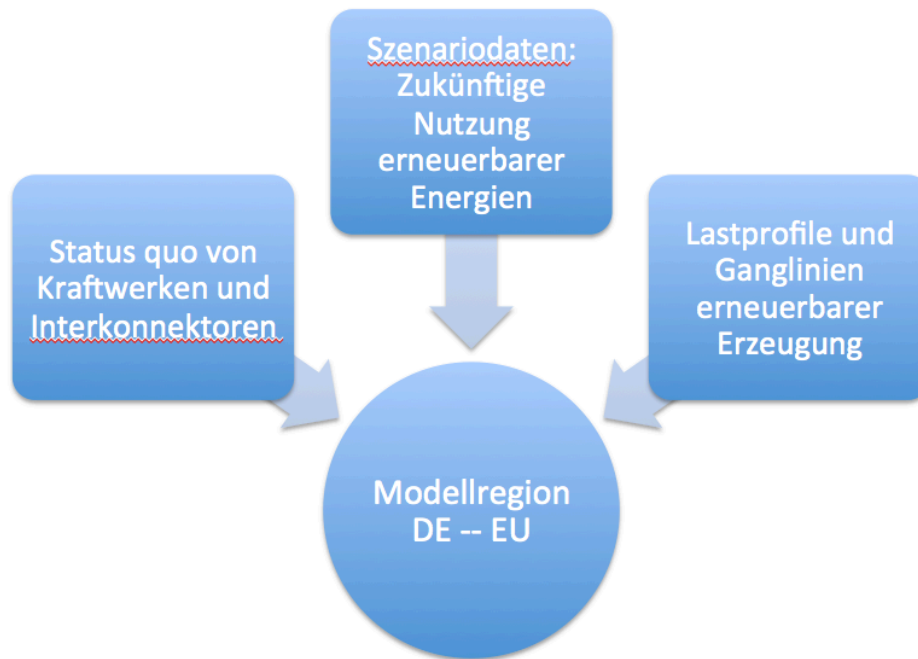


Abb. 2-1 Erforderliche Anpassungen der Input-Daten bei Übertragung auf eine andere Modellregion

2.3.2 Definition der Modellregionen

Der geographische Fokus bisheriger Szenariorechnungen der TU Delft lag auf den Regionen Central Western Europe (CWE; BeNeLux, Deutschland und Frankreich) und UK.

Zur Festlegung des geographischen Untersuchungsraums dieses Projekts wurde zunächst davon ausgegangen, dass zukünftig mit EMLab-Generation durchzuführende Analysen des Wuppertal Instituts voraussichtlich vorrangig den deutschen Strommarkt betreffen werden, weshalb Deutschland als eine der beiden Modellregionen festgelegt wurde (Region DE).

Für eine Vielzahl von Fragestellungen ist es allerdings relevant, den deutschen Energiemarkt nicht isoliert, sondern in Zusammenhang mit dem europäischen Markt zu betrachten. Als zweite Modellregion wurde deshalb ein Set weiterer europäischer Staaten definiert, die direkt über Grenzkuppelstellen oder indirekt über das europäische Verbundnetz elektrisch mit dem deutschen Stromnetz verbunden sind (Region EU).

Die konkrete Definition der Modellregion EU erfolgte dann durch Abgleich der Verfügbarkeit relevanter Inputdaten für verschiedene Länder. Das Länderset für diese Region ergab sich hierbei als Schnittmenge aus Verfügbarkeit von länderscharfen Daten zu Ausbauszenarien erneuerbarer Energien (Kapitel 2.3.4) und Einspeise- sowie Lastgangprofilen aus dem Projekt RESTORE2050¹. Die hier verwendete Regionenbezeichnung (Region EU) steht dem-

¹ "RESTORE2050 – Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf im Jahr 2050", Verbundprojekt von Next Energy - EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e.V., Carl-von-Ossietzky Universität Oldenburg und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher. Mehr Informationen unter http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Stromversorgung_und_Speicherbedarf_im_Jahr_2050/

nach für die EU-28 ohne Deutschland, Kroatien, Malta und Zypern zuzüglich Norwegen und der Schweiz. Es ergibt sich hieraus für die Region EU ein Set von 26 Ländern.²

Einen Überblick über die hier berücksichtigten Modellregionen Deutschland (gelb) und EU (blau) bietet die Karte in Abb. 2-2.



Abb. 2-2 Darstellung der Modellregionen Deutschland (gelb) und EU (blau)

2.3.3 Abbildung des Kraftwerksparks im Basisjahr

Die Modellierung in EMLab-Generation startet im Basisjahr 2011 auf der Grundlage eines exogen definierten Kraftwerksparks. Die einzulesende Kraftwerksliste enthält alle im Basisjahr vorhandenen Kapazitäten, differenziert nach Kraftwerkstyp, Standort (im Sinne der Modellregion), Alter und Eigentümer („Producer“).

Für die ursprünglichen Szenarien der Regionen „CWE-UK“ wurden die erforderlichen Kraftwerksdaten durch die TU Delft überschlägig aus den installierten Kraftwerksleistungen nach Typ und Land gemäß Eurelectric (2012) errechnet. Das Alter der Erzeugungseinheiten wurde für die Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Gas/Öl und Kernkraft auf Grundlage einer von RWE für die eigenen Kraftwerke veröffentlichten Altersverteilung abgeschätzt (RWE 2008). Die Aufteilung der weiteren Kraftwerkstypen erfolgte an Hand eigener Annahmen. Dabei wurde eine zufällige Verteilung der Kapazitäten auf die vier Power-Producer-Agenten jeder Region vorgenommen.

Für die Übertragung auf die Region „EU-DE“ war es nun erforderlich, eine neue Kraftwerksliste für die neue Untersuchungsregion zu erstellen. Im Fokus stand hierbei eine möglichst detaillierte Datenerfassung für Deutschland, um zukünftig auch quantitative Fragestellungen

² Die Modellregion EU umfasst die folgenden 26 Länder: AT, BE, BG, CH, CZ, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IT, LT, LU, LV, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK

mit geographischem Schwerpunkt auf Deutschland mit EMLab-Generation beantworten zu können.

Auf Grund der guten Datenbasis war es insbesondere für die fossilen Kraftwerke in Deutschland möglich, den Kraftwerkspark im Basisjahr präzise abzubilden. Hierfür wurde die Kraftwerksdatenbank (KWDB) des Wuppertal Instituts genutzt (Wuppertal Institut 2014). Diese fungiert als Synopse der öffentlich zur Verfügung stehenden Kraftwerksdaten in Deutschland. Sie basiert auf den Daten der halbjährlich veröffentlichten Kraftwerkslisten der Bundesnetzagentur und der jährlich erscheinenden Liste der Kraftwerke über 100 MW in Deutschland des Umweltbundesamtes. Des Weiteren fließen Daten zu aktuellen Kraftwerksleistungen aus Ertüchtigungsmaßnahmen mit ein, die von den jeweiligen Betreibern auf deren Homepages veröffentlicht werden. Außerdem werden den fossil befeuerten Anlagen die CO₂-Emissionswerte des PRTR/THRU (Schadstofffreisetzungs- und Verbringungsregisters) zugeordnet.

Zum Import in EMLab-Generation war es erforderlich, die hoch aufgelösten Informationen aus der Kraftwerksdatenbank (insbesondere zu Kraftwerksalter, Typ, Eigentümer und Nettolenleistung) durch Zuordnung und Gruppierung von Datenfeldern entsprechend zu konvertieren. Hierzu wurden unter Anderem die folgenden Annahmen getroffen:

- *Vereinfachende Zuordnung einzelner Kraftwerksblöcke zu den Kraftwerkstypen in EMLab-Generation:* Im Vergleich zu EMLab unterscheidet die Kraftwerksdatenbank zwischen einer größeren Anzahl verschiedener Kraftwerkstechnologien. So wurden *beispielsweise* sowohl Kondensations- als auch Heizkraftwerke für die Energieträger Steinkohle und Abfall vollständig dem EMLab-Kraftwerkstyp "Coal" zugeordnet.
- *Zuordnung der detaillierten Betreiberangaben der KWDB zur begrenzten Anzahl an PowerProducers in EMLab-Generation:* Die Anzahl der Power-Producer-Agenten wurde für jede der Regionen von 4 auf 5 erhöht. So war es möglich, eine Zuordnung der *fossilen* Kraftwerke in Deutschland zu den vier großen Energieversorgungsunternehmen (E-VU) vorzunehmen und die verbleibenden Kraftwerke dem fünften Agenten zuzuordnen.
- *Festlegung des Kraftwerksalters:* Eine Umrechnung der Inbetriebnahmejahre der KWDB in eine Altersangabe im Basisjahr 2011 war erforderlich. Über eine Anpassung des Anlagenalters wurden auch laut KWDB bereits feststehende Außerbetriebnahmen vor Ablauf der technischen Lebensdauer berücksichtigt. Auf diesem Weg wurde insbesondere die Abbildung der fristgerechten Stilllegung deutscher Atomkraftwerke im Rahmen des Atomausstiegs im Modell abgebildet. Angaben zu durchgeführten Retrofit-Maßnahmen aus der KWDB wurden zudem genutzt, um für die entsprechenden Kraftwerke eine gegenüber den Modellannahmen um 10 Jahre verlängerte Nutzungsdauer festzulegen.
- *Summierung von Kapazitäten:* Die kraftwerks- bzw. blockscharfen Daten der KWDB wurden abschließend zur Verarbeitung durch EMLab-Generation zusammengefasst zu Summen aller Kraftwerksleistungen gleichen Typs mit gleichem Eigentümer und gleichem Anlagenalter.

In Abb. 2-3 ist beispielhaft die Altersverteilung der deutschen Steinkohlekraftwerke dargestellt, die auf Grundlage der Kraftwerksdatenbank ermittelt und für das Basisjahr 2011 an EMLab-Generation übergeben wurde.

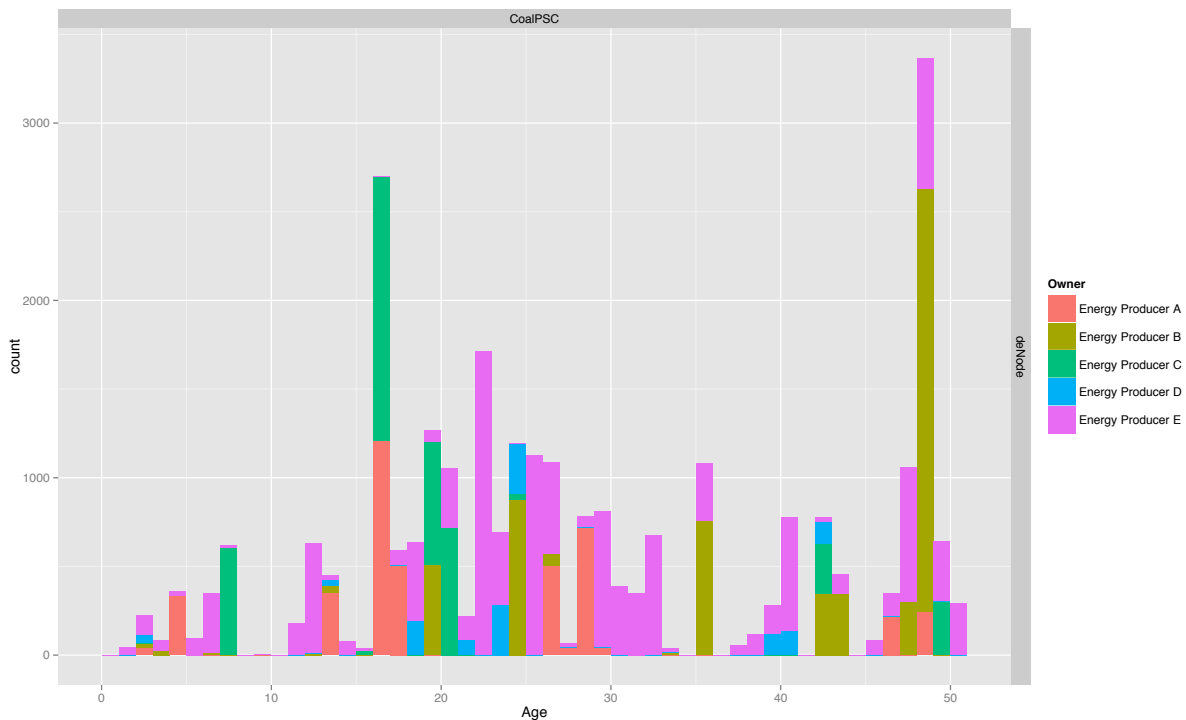


Abb. 2-3 Kohlekraftwerke Deutschland – Altersverteilung und Zuordnung zu Kraftwerksbetreibern (MW Ende 2010)

Mit Hilfe der Kraftwerksdatenbank können nur die fossilen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland abgebildet werden. Alle weiteren Anlagen sind in der Datenbank nur unzureichend (regenerative Kapazitäten in Deutschland) oder gar nicht (Kraftwerke außerhalb Deutschlands) abgebildet. Für die Erfassung der weiteren Kraftwerke wurde deshalb wie folgt vorgegangen.

Für die fossilen Kraftwerke in der EU-Region (siehe Kapitel 2.3.1, ohne Deutschland) wurde analog zur ursprünglichen Ermittlung des Kraftwerksparks für die Modellregionen CWE-UK vorgegangen. Hierfür wurden die installierten Kraftwerksleistungen aller 26 berücksichtigten Länder in Eurelectric (2012) für das Jahr 2006 ausgewertet und zu Gesamtleistungen der europäischen Steinkohle-, Braunkohle-, Gas- und Kernkraftwerke zu diesem Zeitpunkt aggregiert. Das Alter dieser Kapazitäten wurden vereinfachend gemäß der Altersverteilung des RWE-Kraftwerksparks im Jahr 2006 (RWE 2008) festgelegt. Relevanter Zubau weiterer fossiler Kapazitäten im Zeitraum 2007-2010 (>1 GW je Energieträger) wurde ebenfalls nach Eurelectric (2012) berücksichtigt. Hinsichtlich der Gaskraftwerke unterscheidet die verwendende Quelle nicht zwischen Gasturbinen (Open Cycle, OC) und Gas-und-Dampf-Turbinen (GuD bzw. Combined Cycle, CC). Hier wurde in Anlehnung an eine Annahme der TU Delft für Europa vereinfachend von einem Anteil an Gasturbinen in Höhe von einem Drittel der Gesamtkapazität an Gaskraftwerken ausgegangen. Die Zuordnung aller Kraftwerkskapazitäten zu den fünf europäischen Power-Producer-Agenten erfolgte nach dem Zufallsprinzip.

Für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien konnte hinsichtlich Windkraft und Photovoltaik wiederum sowohl für Deutschland als auch für die EU eine realistische Altersverteilung des Kraftwerksparks im Basisjahr bestimmt werden, weil für diese Technologien jahresscharfe Angaben der installierten Kapazitäten für die Modellregionen verfügbar waren (Kapitel 2.3.5). Es wurde hierfür angenommen, dass in beiden Regionen bislang kein relevanter Rückbau stattgefunden hat, das Delta der installierten Leistung zweier aufeinanderfolgender Jahre also dem jeweiligen Zubau gleichzusetzen ist. Es wurden jeweils die Zeiträume be-

rücksichtigt, in denen ein Großteil der zu Beginn des Jahres 2011 verfügbaren Kraftwerksleistung zugebaut wurde (PV: 2005-2010, Onshore-Wind 1998-2010). Vereinfachend wurde angenommen, dass die jeweils im ersten Jahr des Betrachtungszeitraums vorhandenen Kapazitäten vollständig in diesem Jahr zugebaut wurden.

Hinsichtlich der Zubaujahre weiterer erneuerbarer Energien (Wasserkraft, Bioenergie, Offshore-Wind) mussten sowohl für Deutschland als auch für die EU weitere eigene Annahmen auf Grundlage der installierten Kapazitäten in den Jahren 2005 und 2010 gemäß DLR (2013) und Eurelectric (2012) getroffen werden.

Die Leistungen der auf erneuerbarer Energie basierenden Wandler wurden in beiden Regionen dem jeweiligen „Renewable Target Investor“ zugeordnet, dessen Aufgabe darin besteht, Ist- bzw. Zielwerte erneuerbarer Kapazitäten gemäß exogener Vorgaben bereitzustellen, sofern diese nicht im Rahmen der Investitionsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber erreicht werden.

Tab. 2-1 gibt eine Übersicht über die angenommene installierte Leistung aller Kraftwerkstypen beider Regionen im Jahr 2011 und fasst die berücksichtigten Datenquellen zusammen.

Tab. 2-1 Übersicht der Datenquellen zur Definition des Kraftwerksparks im Basisjahr 2011

Kraftwerkstyp	Region	Installierte Leistung Anfang 2011, in MW	Quelle
Alle Fossilen	DE	98.243	Wuppertal Institut (2014)
Windkraft onshore	DE	26.694	EWEA (2010, 2015)
Photovoltaik	DE	17.370	EurObserv'ER (2015)
Wasserkraft	DE	4.909	DLR (2013)
Sonstige Erneuerbare	DE	7.809	DLR (2013); Eurelectric (2012)
Alle Fossilen	EU	494.460	Eurelectric (2012); RWE (2008)
Windkraft onshore	EU	53.196	EWEA (2010, 2015)
Photovoltaik	EU	11.949	EurObserv'ER (2015)
Wasserkraft	EU	165.829	(DLR 2013)
Sonstige Erneuerbare	EU	21.908	DLR (2013); Eurelectric (2012)

Der insgesamt für beide Modellregionen definierte und als Input an EMLab-Generation übergebene Kraftwerkspark (nach Anlagenalter und Eigentümer) ist in Abb. 2-4 dargestellt.

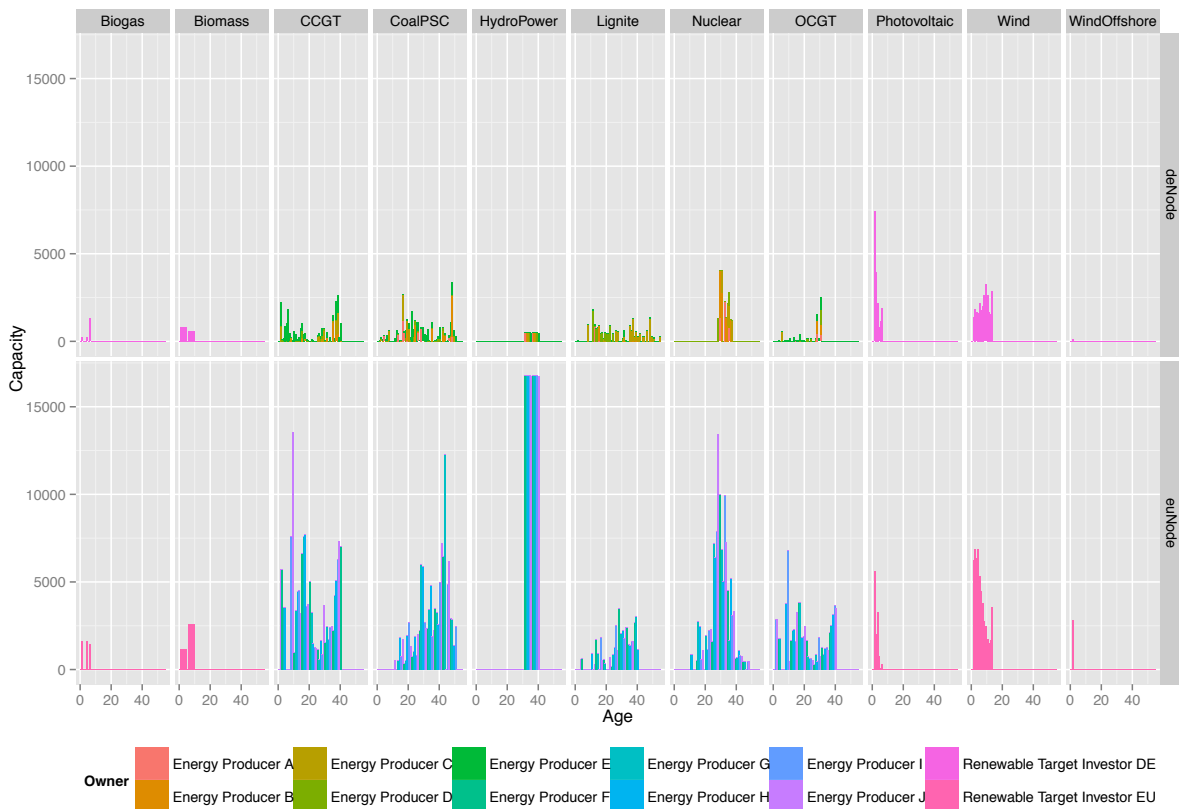


Abb. 2-4 Kraftwerkspark in Deutschland (oben) und Europa (unten): Altersverteilung und Zuordnung zu Kraftwerksbetreibern (Megawatt Ende 2010)

2.3.4 Auswahl von Langfrist-Energieszenarien

Um besonders geeignete Energieszenarien für den hier verfolgten Modellierungszweck zu finden, wurden verschiedene Szenarien anhand eines Kriterienrasters geprüft. Als Basis-Kriterien 1 und 2 wurden die Muss-Auswahlkriterien aus Samadi und Merten (2013) verwendet, ergänzt um zwei Soll-Kriterien 3 und 4 und um ein weiteres für das ABM-Modell nötiges Kriterium 5:

1. Der Anteil erneuerbarer Energien zur Deckung des Stromverbrauchs im Jahr 2050 sollte nicht kleiner, sondern möglichst deutlich größer als 80 % sein.
2. Die installierte Kapazität nach Erzeugungstechnologie wird aufgeführt.
3. Länderscharfe Angaben zur Stromerzeugungskapazität oder zur Stromerzeugung nach Energieträger sind vorhanden.
4. Länderscharfe Angaben zur Stromnachfrage sind vorhanden.
5. Die angenommene Kostenentwicklung für die einzelnen Technologien ist dokumentiert.

Die in Samadi und Merten (2013) ermittelten Szenarien, die deren Modellzweck abdecken und dort in Tabelle 3 dargestellt sind, werden insbesondere durch die neuen Kriterien 3 und 4 (länderscharfe Darstellung) auf drei verbleibende Szenarien eingegrenzt: Szenario B aus Fraunhofer ISI (2011) und Szenarien A und B aus EWI und Energynautics (2011). Die letzteren beiden liegen allerdings an der unteren Grenze der Muss-Vorgabe hinsichtlich des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch.

Ein weiteres in Samadi und Merten (2013) ausgewähltes Szenario, das wegen seines sehr hohen Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung relevant wäre, ist das energy [r]evolution Szenario von EREC und Greenpeace Int. (2012). Es scheidet hier allerdings aus, da nur für wenige Länder Einzelszenarien vorliegen, die zudem andere Zeiträume betreffen. Verworfen wurde ebenfalls die mit ReMix vom DLR aktualisierten Szenarien der TRANS-CSP Studie (DLR 2013). Sie basieren zwar auf aktualisierten Ausgangswerten für 2010, und für alle Länder wurden die installierte Leistung pro Technologie und Jahrzehnt ausgewiesen. Es findet jedoch aufgrund von Effizienzerfolgen nur ein moderater Ausbau erneuerbarer Energien statt, was für den hier verfolgten Modellzweck nicht geeignet erscheint.

Im Rahmen der hier angestellten Untersuchungen soll geprüft werden, welche Auswirkungen ein hoher Anteil fluktuierender Stromerzeugung auf die Entwicklung des Strommarktes hat. Deswegen sind der Anteil fluktuierender Stromerzeugung, der Detaillierungsgrad der veröffentlichten Szenarienergebnisse sowie die Realitätsnähe wichtige Kriterien für die Auswahl des Rahmenszenarios. Von den zur Verfügung stehenden Szenarien wurde deswegen das Szenario B aus Fraunhofer ISI (2011) aus folgenden Gründen den Szenarien A und B aus EWI und Energynautics (2011) vorgezogen (Tab. 2-2):

Tab. 2-2 Vor- und Nachteile der betrachteten Szenarien für den hier verfolgten Modellzweck

Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050)	Be- wer- tung	Roadmap 2050 – a closer look Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions	Be- wer- tung
Fraunhofer ISI (2011)		EWI und Energynautics (2011)	
Szenario B		Szenarien A und B	
Sehr hoher Anteil erneuerbarer Energien an Stromversorgung (94 % in 2050)	(+)	Vergleichsweise geringer Anteil erneuerbarer Energien (80 % in 2050)	(0)
Vergleichsweise hoher Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung (> 60 % in 2050)	(+)	Vergleichsweise geringer Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung (ca. 45 % in 2050)	(-)
Hoher Detailgrad in Bezug auf einzelne Länder und das Stromnetz (EU 27 plus NOR und CH) sowie Transferkapazitäten	(+)	Hoher Detailgrad in Bezug auf einzelne Länder und das Stromnetz	(+)
Länderdaten 2050 für die wichtigsten Technologien vorhanden; für Dekaden vor 2050 liegt kumulierte Leistung pro Technologie vor	(+)	Länderdaten abgedruckt, aber nicht nach Land und nicht nach Technologie vorliegend	(-)
Wind offshore um 60 % geringer als Wind onshore, somit stärkere Fluktuationen in der Stromerzeugung	(+)	Vergleichsweise großer Anteil Wind-Offshore gegenüber Wind-Onshore, somit geringere Fluktuationen	(-)
Kein CCS, Auslaufen von Atom	(+)		
		Hoher Anteil CSP (höchster aller Szenarien) in Sz. A, aber weniger in B	(0)
		Fast kein Anteil PV, obwohl Realität längst anders aussieht	(-)
		Technologieabdeckung entspricht eher der in EMLab Generation implementierten Technologieliste	(+)
Eher niedrige Stromnachfrage, somit verringerte Grundlast	(+)		
(+) : Vorteil (-) : Nachteil (0) neutral für den hier verfolgten Modellierungszweck			

Während der Laufzeit des Vorhabens wurden die vorhandenen Szenarien aus Fraunhofer ISI (2011) um neue Szenarien C – E erweitert (Fraunhofer ISI 2014). Indem auch die Datenreihenbasis von 2007 auf 2010 aktualisiert wurde, konnte der tatsächliche Verlauf beim Ausbau der erneuerbaren Energien abgebildet werden. Diese Szenarien konnten jedoch nicht verwendet werden, da

- die nationalen Ausbauwerte für 2050 nur noch für Photovoltaik, Wind onshore und offshore und CSP gegeben sind,
- Stützjahre zwischen 2010 und 2050 nur noch für PV und Wind onshore ausgewiesen wurden und
- die neuen Szenarien von anderen ökonomischen Rahmenbedingungen ausgehen.

2.3.5 Ausbauwerte erneuerbarer Energien

Basierend auf dem im vorherigen Kapitel beschriebenen Szenario B von Fraunhofer ISI (2011) wurden die Ausbaupfade der betrachteten erneuerbaren Energien von 2010 – 2050 abgeleitet. Dabei wurde pro Technologie wie folgt vorgegangen:

- *Startwert:* Statt dem in Szenario B verwendeten Basisjahr 2008 wurden die aktuelleren Werte für 2010 aus DLR (2013) verwendet.
- *Zielwerte 2050:* Falls vorhanden, wurden die Zielwerte aus Szenario B verwendet (Photovoltaik, Wind onshore, Wind offshore, Wasserkraft, Biomasse und Biogas). Die Werte für Geothermie, CSP, Wellen und Tidenhub sowie “biowaste”, “landfill gas” und “sewage gas” werden nur aggregiert als “Sonstige” ausgewiesen.

Die Dekadenwerte von 2020 bis 2040 sowie der Wert für 2008 sind in Szenario B zwar für jede Technologie und jedes Land berechnet worden, wurden jedoch nicht ausgewiesen und von den Autoren auch nicht zur Verfügung gestellt. Verfügbar sind nur die über alle Länder kumulierten Werte. Alternativ wurde daher folgende Vorgehensweise gewählt:

- *Zwischenwert 2020:* Für 2020 wurden zunächst die nationalen Ausbauziele der EU verwendet, die in den NREAP (National Renewable Action Plan) abgebildet sind. Diese Werte wurden aus DLR (2013) entnommen. Für viele Länder und Technologien sind diese Ziele jedoch schon in 2010 erreicht oder überschritten worden. In diesem Fall wurden die Werte für 2020 offen gelassen und in die Interpolation im nächsten Schritt mit einbezogen.
- *Zwischenwerte 2030 – 2050 (bzw. 2020 – 2050):* Zwischen 2020 und 2050 (bzw. 2010 und 2050) wurden die Stützjahre, die im Szenario B nicht auf Länderebene gegeben sind, interpoliert. Die Art der Interpolation (linear oder geometrisch) wurde so gewählt, dass die Summe der installierten Leistungen über alle Länder pro Stützjahr annähernd die im Szenario B vorgegebenen kumulierten Zielwerte erreichen.
- *Restliche Zwischenwerte:* Das EMLab-Generation Modell erfordert jahresscharf aufgelöste Angaben der installierten regenerativen Erzeugungskapazitäten. Zwischen den Stützjahren wurden die Daten daher linear interpoliert.

Besonderheiten bei der Fortschreibung einzelner Technologien werden im Folgenden kurz beschrieben. Abb. 2-5 und Abb. 2-6 zeigen die resultierende Entwicklung der installierten Leistung aller Technologien.

- *Photovoltaik:*
 - Für die Bestimmung des aktuellen Kraftwerksparks wurden zusätzlich zu den Ausbauwerten pro Dekade auch Werte für die vergangenen zehn Jahre aufgenommen (2005 – 2013). Bis auf die Schweiz und Norwegen stammen die Werte aus EurObserv'ER (2015); für letztere wurden Werte aus www.volker-quaschning.de verwendet.
- *Wind onshore:*
 - Es konnten in 2020 keine NREAP-Werte verwendet werden, da diese nur für Wind onshore und offshore zusammen angegeben sind.
 - Ähnlich wie für Photovoltaik wurden zusätzlich zu den Ausbauwerten pro Dekade auch Werte für die vergangenen 17 Jahre aufgenommen (1998 – 2013) (EWEA 2010, 2015). Da Wind onshore und offshore zusammen angegeben sind, wurden die offshore-Installationen ab 2009 von den Originalwerten abgezogen.
- *Wind offshore:*
 - Hier konnten ebenfalls keine NREAP-Werte verwendet werden.
 - Die offshore-Installationen wurden für 2009 und 2011 – 2013 den jährlichen Global Wind Energy Reports entnommen (GWEC 2015). Der Wert für 2010 wurde zwischen 2009 und 2011 interpoliert.

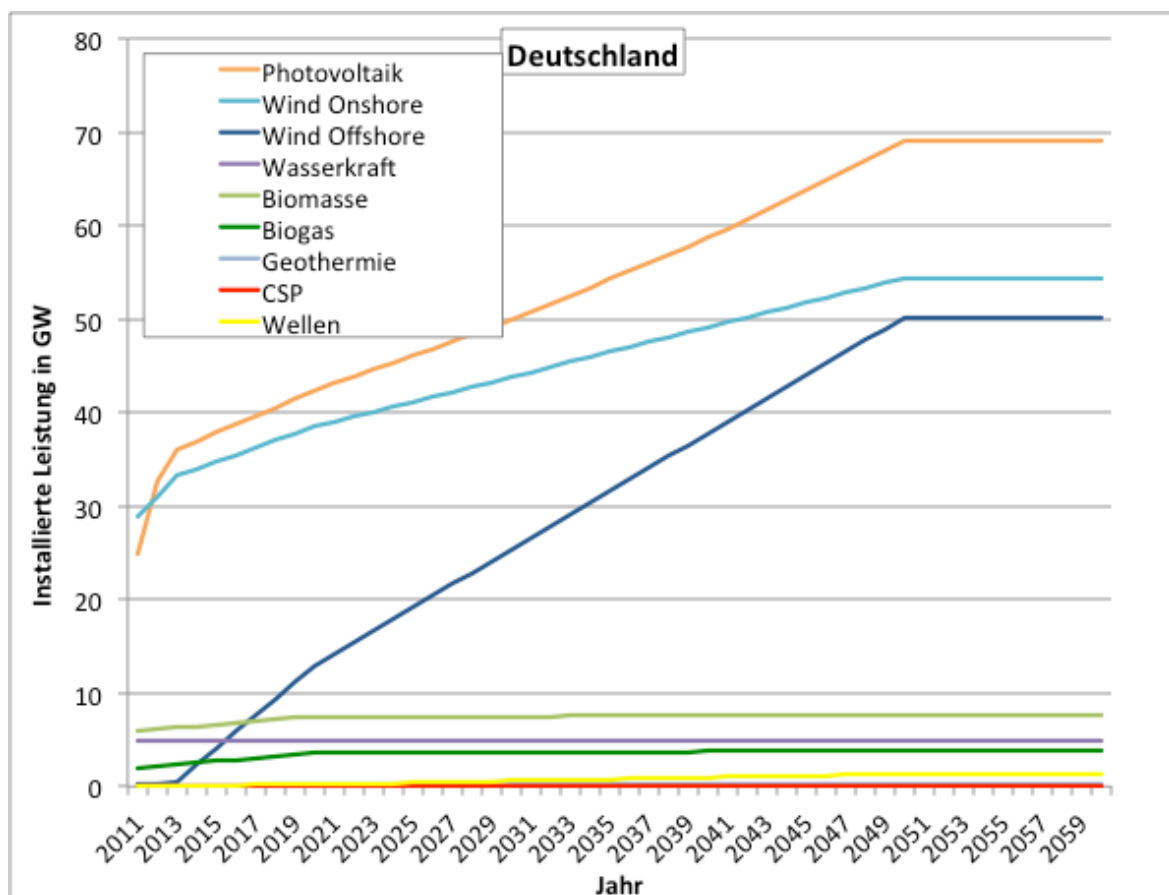


Abb. 2-5 Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland

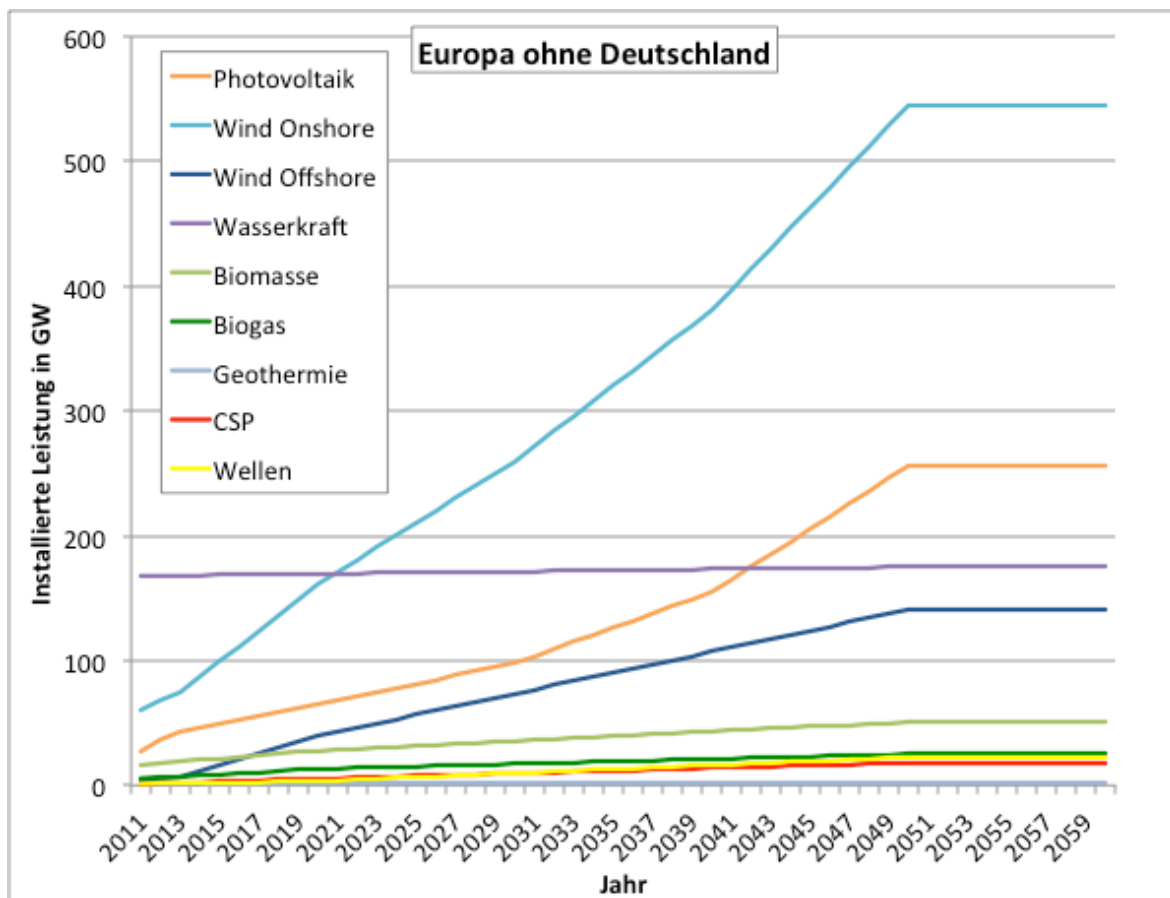


Abb. 2-6 Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Stromerzeugung in Europa ohne Deutschland

- **Wasserkraft:** Bei einer Vielzahl von Ländern sind die Zielwerte für 2050 kleiner als die derzeit installierte Leistung, so dass über die Interpolation ein Rückbau eingerechnet wurde. Die Summe der 2050er-Werte ist zudem erheblich größer als der in Szenario B angegebene kumulierte Wert für 2050.
- **Biomasse, Biogas:** Aus den für jedes Jahrzehnt kumuliert ausgewiesenen Werten, die im Gegensatz zum 2050er Wert für alle Arten von Biomasse vorhanden sind, wurde ein Faktor [Biomasse:Biogas] von [33% : 67%] ermittelt („biowaste“ wurde zur Biomasse gerechnet, während „landfill gas“ und „sewage gas“ zu Biogas gerechnet wurde). Gemäß dieses Faktors wurden aus dem für 2050 ausgewiesenen Wert von Biomasse+Biogas die Werte für Biomasse und Biogas ermittelt, so dass nun zwischen 2020 und 2050 interpoliert werden konnte.
- **Geothermie:** Da die 2050er-Werte für den Geothermieausbau im Szenario B nur unter „Sonstige“ subsumiert wurden, wurden für hierfür zunächst ebenfalls die Werte aus DLR (2013) verwendet. Die erheblich höher angesetzten Werte wurden anschließend nach unten skaliert, so dass die Summe über alle Länder dem kumulierten Wert für 2050 entspricht.
- **CSP:** Hier wurde analog zur Geothermie vorgegangen.
- **Wellenkraft, Tidenhub:** Hier wurde analog zur Geothermie vorgegangen (ohne Skalierung, da die Werte annähernd übereinstimmen).

2.3.6 Einspeisung aus erneuerbaren Quellen und Entwicklung der Stromnachfrage

Die Einspeisung von aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom und die Stromnachfrage bestimmen die Residuallast, also den Anteil der Verbraucherlast, der durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Im Modell wird die Last segmentiert und für jedes Lastsegment wird das Marktgeschehen simuliert (siehe Kapitel 2.2). Um dabei zu berücksichtigen, welche Lastanteile jedes Segments bereits durch erneuerbare Quellen gedeckt werden, muss für jedes Segment bestimmt werden, wie hoch die regenerative Einspeisung ist. In einem früheren Stadium des Modells wurden dafür Annahmen getroffen, wie hoch die Verfügbarkeit der erneuerbaren Stromeinspeisung im niedrigsten und höchsten Lastsegment ist. Zwischen diesen Werten wurde linear interpoliert. Durch die Einführung des so genannten „Intermittent Branch“ im Modell der TU Delft wurde die Voraussetzung geschaffen, den Einfluss der regenerativen Energien detaillierter darzustellen: Der Intermittent Branch erlaubt es, für jedes Jahr, jede Region und jede fluktuierende regenerative Stromerzeugungstechnologie zu berechnen, wie hoch der regenerative Beitrag in jedem Segment ist. Die Voraussetzung dafür ist, dass dem Modell stündlich aufgelöste, normierte Zeitreihen der Verbraucherlast und der regenerativen Einspeisung differenziert nach Technologien, für jede Region zur Verfügung gestellt werden.

Im Rahmen der Modellweiterentwicklung in diesem Anbahnungsprojekt wurden hier Zeitreihen genutzt, die vom Wuppertal Institut und Kooperationspartnern im Rahmen des Projektes RESTORE2050 entwickelt wurden.

Lastzeitreihen: In EMLab-Generation wird für jedes Jahr derselbe Lastverlauf angenommen, der entsprechend einer vorgegebenen jährlichen Lastentwicklung skaliert wird. Es können bislang keine unterschiedlichen Lastprofile für verschiedene Jahre implementiert werden. Vor diesem Hintergrund sind die Lastprofile der einzelnen Länder für die Region EU-DE so zu wählen, dass sie auch für ein zukünftiges Energiesystem repräsentativ sein können. Diese Forderung wird durch europäische Lastgänge des Jahres 2050 erfüllt, die für RESTORE2050 entwickelt wurden. Die Zeitreihen basieren auf veröffentlichten Lastgangdaten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) für das Jahr 2012 (ENTSO-E 2014a) und wurden neben den heute existierenden Lasten um neue Lasten wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen ergänzt. Diese Lastganglinien werden nun auch in diesem Anbahnungsprojekt genutzt. Dafür werden die länderspezifischen Lastgänge für 2050 aus dem RESTORE-Projekt normiert und anschließend modellintern entsprechend der im Rahmenszenario festgeschriebenen Nachfrageentwicklung (siehe Kapitel 2.3.4 und Tab. 2-3) skaliert.

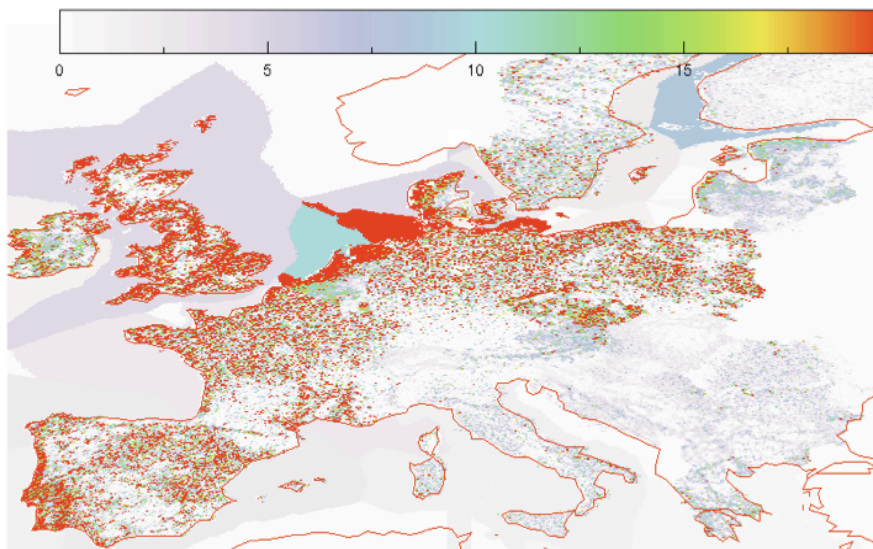
Tab. 2-3 Entwicklung des Bruttostrombedarfs gemäß Fraunhofer ISI (2011), Szenario B (2011: reale Werte)

Parameter	Einheit	2011	2020	2030	2040	2050
Bruttostrombedarf DE	TWh	607	538	512	463	416
Bruttostrombedarf EU	TWh	3.050	3.400	3.569	3.488	3.177
Summe	TWh	3.657	3.938	4.081	3.951	3.593

Indem der Verlauf des Energiebedarfs für alle Jahre aus der gleichen normierten Ganglinie berechnet wird, werden bereits für frühe Jahre anteilig zu hohe Energieverbräuche für die neuen Lasten Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge angenommen. Dies führt zu einer leicht-

ten Verzerrung im zeitlichen Verlauf, hat jedoch keinen Einfluss auf die Höhe des jährlichen Gesamtstrombedarfes.

Die *Erzeugungszeitreihen* für die Einspeisung aus Photovoltaik sowie Windenergie an Land und auf See basieren ebenfalls auf Ganglinien, die für das RESTORE2050-Projekt entwickelt wurden. Diese Daten wurden von den Projektpartnern der Carl-von-Ossietzky Universität Oldenburg bereitgestellt und durften freundlicherweise in diesem Anbahnungsprojekt genutzt werden. Die Daten basieren auf zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Wetterdaten von Satelliten und Messstationen. Diese wurden aufbereitet und mittels Anlagenkennlinien und Annahmen zur geografischen Verteilung der Anlagen innerhalb der Länder in elektrische Energiemengen für das Jahr 2050 umgerechnet. Dabei erfolgt die Verteilung der installierten Kapazitäten in jedem Land in Abhängigkeit von den meteorologischen Ressourcen: Bevorzugt werden ertragreiche Standorte genutzt. Die folgende Abb. 2-7 zeigt beispielhaft die angenommene Verteilung der Windenergieleistung in Europa im Jahr 2050. Die Dokumentation dieses Vorgehens ist zur Zeit (Stand Februar 2015) noch nicht veröffentlicht, wird aber voraussichtlich im Laufe des Jahres 2015 auf der Projektwebsite (siehe Fußnote) öffentlich zugänglich gemacht.



Verteilung pro Gitterpunkt in MW

Abb. 2-7: Installierte Windenergieleistung in Europa im Jahr 2050

Quelle: Heinemann (2014)

Diese Einspeisezeitreihen wurden für die Verwendung in EMLab-Generation normiert und werden im Modell mit der installierten Leistung der fluktuierenden Erneuerbaren jedes Jahres multipliziert. Für jedes Jahr werden somit, analog zum Lastverlauf, die selben zugrunde liegenden Zeitreihen genutzt.

Die weiteren in EMLab-Generation berücksichtigten Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien (Wasserkraft, Biogas, feste Biomasse) werden weiterhin gemäß des zu Beginn dieses Kapitels beschriebenen Verfahrens eingesetzt: Zwischen pauschalen Annahmen zur Verfügbarkeit der Technologien im niedrigsten und höchsten Lastsegment wird linear interpoliert. Anhand der jeweils installierten Leistung sowie der segmentabhängigen Verfügbarkeit wird die Einspeisung für jedes Jahr berechnet. Die Annahmen der TU Delft zur Verfüg-

barkeit wurden hier beibehalten. So wird beispielsweise davon ausgegangen, dass in allen Lastsegmenten 70 % der installierten Biomasse-Kraftwerksleistung zur Stromerzeugung verfügbar sind.

2.3.7 Weitere zentrale Inputdaten

Neben der Definition des Kraftwerksparks im Basisjahr, der Festlegung des jährlichen Ausbaus erneuerbarer Energien sowie der Zusammenstellung stündlicher Ganglinien der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie der Stromnachfrage war es auch erforderlich, weitere Inputparameter für die Modellregion EU-DE zu definieren. Die hierfür gewählten Annahmen und Datenquellen werden in der nachfolgenden Tab. 2-4 dargestellt. Zwischen den in der Tabelle angegebenen Stützjahren wurden die Werte linear interpoliert.

Tab. 2-4 Übersicht weiterer Dateninputs und Quellen für die Modellregionen DE und EU

Parameter	Einheit	2011	2020	2030	2050	Quelle
NTC (DE - Nachbarländer)	GW	8,5	12,4	16,8	25,5	ENTSO-E (2014b); Fraunhofer ISI (2011)
Zubaulimit Kernkraft DE	GW	0	0	0	0	§7 Abs. 1 S. 2 AtG
Zubaulimit Braunkohle DE	GW	86	86	86	86	Eigene Annahme
Zubaulimit Braunkohle EU	GW	63	63	63	63	Eigene Annahme
CO ₂ -Cap	Mt	1200	900	750	75	Fraunhofer ISI (2011), 2011: ETS-Volumen in 2013
CO ₂ -Preis	€/t	14	25	35	80	Fraunhofer ISI (2011), 2011: realer Preis 2011 EEX
Brennstoffpreis Steinkohle	€/GJ	3,36	3,78	4,28	5,19	Fraunhofer ISI (2011), 2011: realer Preis 2011 EEX
Brennstoffpreis Braunkohle	€/GJ	1,42	1,04	1,04	1,04	Fraunhofer ISI (2011), 2011: übernommen von TU Delft
Brennstoffpreis Gas	€/GJ	6,39	7,92	8,53	8,83	Fraunhofer ISI (2011), 2011: realer Preis 2011 EEX
Brennstoffpreis Kernkraft	€/GJ	1,29	0,86	0,86	0,86	Fraunhofer ISI (2011), 2011: übernommen von TU Delft

Wo möglich, wurden Parameter aus dem gewählten Rahmenszenario (Fraunhofer ISI 2011), Szenario B übernommen. Dieses Szenario beschreibt die Entwicklung zahlreicher relevanter Parameter in Zehn-Jahres-Schritten bis 2050, macht aber keine Angaben für das Jahr 2011, welche im Rahmen des EMLab-Generation-Modells benötigt werden. Für dieses Stützjahr wurden reale Daten aus dem Jahr 2011 ermittelt. Wo dies nicht möglich war, wurden die von der TU Delft im Modell implementierten Daten übernommen.

Die in der Tabelle angegebenen CO₂-Preise wurden ergänzend zum CO₂-Cap für Variantenrechnungen genutzt. Diese Preise werden in Fraunhofer ISI (2011) nicht als exogene Modellparameter genutzt, sondern sind dort Ergebnisse der Marktmodellierung mit dem angenommenen CO₂-Cap.

Die Kosten für *Kraftwerke* (Investitions- und Betriebskosten) wurden aus verschiedenen Quellen zusammengestellt: Für Photovoltaik und Wind an Land und auf See wurden Angaben aus dem Rahmenszenario (Fraunhofer ISI 2011) (Szenario B) übernommen. Die Folge studie zu diesem Szenario (Fraunhofer ISI 2014) beschreibt darüber hinaus die Kosten ver-

schiedener fossiler Kraftwerkstypen (Steinkohle und Braunkohle-Kraftwerke, Gasturbinen (OCGT) und Combined-Cycle Gasturbinen (CCGT) sowie Steinkohle- und CCGT-Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung (CCS)). Diese Angaben wurden hier übernommen.

Darüber hinaus sind Angaben für die Kosten von Kraftwerken mit integrierter Brennstoffvergasung (IGCC) mit und ohne CCS sowie für Biomasse, Biogas, Wasserkraft und Kernkraftwerke notwendig. Hierfür werden die von der TU Delft zuvor im EMLab-Generation-Modell genutzten Kosten beibehalten.

Um sicherzustellen, dass die Braunkohle-Reserven ausreichen, um alle im Modell zugebauten Kraftwerke zu versorgen, wird eine *Zubaubeschränkung* für Braunkohle eingeführt. Diese wird für Deutschland auf 86 GW und für Rest-Europa auf 63 GW festgelegt. Diese Werte ergeben sich folgendermaßen: In der „Energiestudie 2013“ der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Andruleit 2013) wird die statische Reichweite der Reserven (ohne Nutzung der Ressourcen) für Deutschland mit 218 Jahren und Europa mit 77 Jahren angegeben, wobei zur Zeit 23 GW Braunkohleleistung in Deutschland und 50 GW in Resteuropa installiert sind. Das Zubaulimit wird mit 86 bzw. 63 GW installierter Kapazität so festgelegt, dass die Reserven ausreichen, alle Kraftwerke bis 2070 weiter mit Braunkohle zu versorgen, wenn die gesamte Leistung bereits im Startjahr zugebaut und während des gesamten Zeitraums aufrecht erhalten wird.

Sowohl für die EU als auch für Deutschland wurden Potenzialgrenzen der Wasserkraft durch weitere Zubaulimits definiert, die der maximal installierten Leistung der Szenarien in DLR (2013) und Fraunhofer ISI (2011) entsprechen. Zusätzlich wird in Übereinstimmung mit dem deutschen Atomausstieg der Neubau von Kernkraftwerken in Deutschland durch ein Zubaulimit von 0 GW verhindert.

Hinsichtlich des *Stromaustauschs* zwischen Modellregionen wurde EMLab-Generation durch die TU Delft dahingehend erweitert, dass alternativ zur bisher konstanten Kapazität der Netzkuppelstellen (Net Transfer Capacity, NTC) über die Modellperiode auch ein Ausbau abgebildet werden kann. Ein solcher Ausbau wird auch in Fraunhofer ISI (2011) angenommen und hier wie folgt berücksichtigt: Die NTC wird exogen als Zeitreihe mit Jahreswerten definiert, die der gesamten Austauschkapazität Deutschlands mit seinen Nachbarländern entspricht. Gegenwartswerte der NTC können dabei einer NTC-Matrix entnommen werden, die auf Grundlage von Lastflussrechnungen erstellt und halbjährlich veröffentlicht wird (ENTSO-E 2014b). Die (theoretische) Summe der NTC lag dabei im Jahr 2010 bei ca. 16-17 GW³. Fraunhofer ISI (2011) geht für die weitere Entwicklung dieser NTC-Summe von einem deutlichen Anstieg auf 51.400 MW in 2050 aus. Dies entspräche grob einer Verdreifachung des Wertes im Basisjahr. ENTSO-E (2014) weist aber darauf hin, dass die in der NTC-Matrix ausgewiesenen Kapazitäten einzelner Kuppelstellen auf bilateraler Basis für einzelne benachbarte Übertragungsnetzbetreiber ohne Berücksichtigung des Einflusses von Drittländern berechnet wurden. Die Einzelwerte seien demnach nicht kumulativ, die Summierung zur Bestimmung der Gesamtkapazität demnach unzulässig. Für Deutschland weist die NTC-Matrix aus diesem Grund unter Berücksichtigung von Interdependenzen zwischen allen benachbarten Übertragungsnetzen einen maximalen Exportwert von (nur) 8,5 GW in 2010 aus. (Ein maximaler Import wird nicht ausgewiesen, es wird hier angenommen, dass er mit dem ma-

³ Summe von DE in die Nachbarstaaten: 15.880 MW, Summe von Nachbarstaaten nach DE: 17.295 MW lt. ENTSO-E

ximalen Export identisch ist.) Dieser Wert wird hier als NTC im Basisjahr definiert. Für die weitere Entwicklung wird die oben genannte Annahme einer Verdreifachung der Übertragungskapazität aus Fraunhofer ISI (2011) angenommen, woraus sich für das Jahr 2050 eine NTC von 25,5 GW ergibt.

2.3.8 Modellergebnisse

Alle in den voranstehenden Unterkapiteln beschriebenen Modelldaten wurden mit EMLab-Generation gekoppelt und es wurden Modellläufe für den Zeitraum 2011-2050 durchgeführt.

Modellläufe in EMLab-Generation generieren eine Vielzahl von Ergebnissen⁴, deren gewisse Validierung und Interpretation mit hohem Zeitaufwand verbunden ist. Weil auch die Vorbereitung der Modellläufe mehr Zeit in Anspruch genommen hat, als zunächst erwartet (siehe auch Kapitel 2.3.9), war eine umfangreiche Auswertung und Beantwortung inhaltlicher Fragestellungen im Rahmen dieses Projekts nicht mehr möglich. Dennoch werden im Folgenden beispielhaft einige Ergebnisse der Modellläufe für Deutschland und die EU dargestellt.

Die hier gezeigten Modellergebnisse stellen das Resultat von Einzelläufen auf Grundlage der definierten Szenario-Inputs dar. In der gegenwärtigen Konfiguration (Stand Februar 2015) erfordert ein solcher Lauf bei lokaler Ausführung (mit CO₂-Markt) ca. zwei Stunden Rechenzeit. Da es sich bei EMLab-Generation um ein Simulationsmodell handelt, liefern Einzelläufe keine eindeutigen, vollständig reproduzierbaren Ergebnisse, weshalb sich grundsätzlich die Auswertung von Batchruns empfiehlt. Batchruns erfordern allerdings ein Vielfaches der Rechenzeit eines Einzellaufs und sind mit einer aufwändigeren Aufbereitung von Inputs und Auswertung der Ergebnisse verbunden.

Abb. 2-8 zeigt als beispielhaftes Ergebnis eines Modelllaufs für das oben beschriebene Szenario die Entwicklung der installierten fossilen Kraftwerksleistung in Deutschland im Zeitraum 2011 bis 2050, differenziert nach Kraftwerkstechnologien.

⁴ Z. B.: CO₂-Emissionen und –Preise, Erzeugungskapazitäten nach Regionen, Technologien und Eigentümern, Stromerzeugung nach Technologien, Strompreisentwicklungen, Erzeugungskosten nach Kostenarten etc.

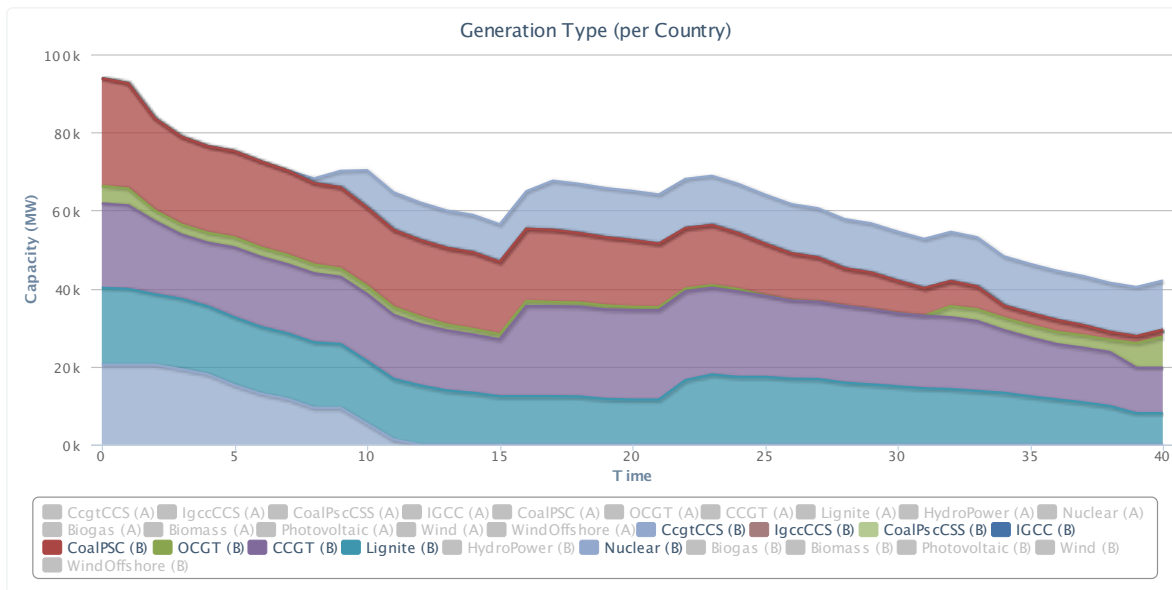


Abb. 2-8 Entwicklung der installierten fossilen Kraftwerksleistung in Deutschland (2011-2050)

Durch die Ausbauvorgaben für die Nutzung erneuerbarer Energien kommt es zu einem deutlichen Rückgang der fossilen Kraftwerksleistung von knapp 100 GW im Basisjahr (Modelljahr 0) auf gut 40 GW im Zieljahr 2050 (Modelljahr 40). Der fossile Kraftwerkspark im Zieljahr ist dabei stark durch gasbasierte Erzeugung aus Gas- und GuD-Turbinen (teilweise mit CCS) geprägt. Steinkohlekraftwerke scheiden bis zum Zieljahr fast vollständig aus dem Markt aus. Die heute verfügbare Braunkohleleistung von 20 GW wird dauerhaft nicht überschritten und geht bis 2050 auf rund 10 GW zurück, das festgelegte Braunkohle-Zubaulimit für Deutschland wird somit nicht ausgeschöpft.

Die Investitionsentscheidungen von individuellen Agenten (Kraftwerksbetreibern) stellen einen Kernaspekt des Modells EMLab-Generation dar. Aus der Kopplung des Modells mit Europaszenarien mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien wird diesbezüglich die folgende Problematik deutlich: Mit voranschreitender Modellzeit werden immer größere Anteile der Kraftwerksleistung exogen vorgeschrieben: Neben den Szenariovorgaben eines hohen Zubaus erneuerbarer Energien betrifft dies auch Technologien mit Zubaubeschränkungen, im gegebenen Fall also Wasserkraft und Braunkohle sowie in Deutschland auch die Kernkraft. Der Handlungsspielraum der Agenten in der Ausgestaltung des Kraftwerksparks wird somit immer kleiner. Die Zubauvorgaben resultieren in Kombination mit einer starken Deckelung der CO₂-Emissionen in einem massiven Zubau von Kernkraftleistung in Europa (vgl. Abb. 2-9). Diesem stünden in der Realität allerdings zahlreiche Hemmnisse entgegen, beispielsweise Umsetzungs- und Kostenrisiken (wie bei aktuellen EPR-Projekten), fehlende Akzeptanz, Potenzialgrenzen hinsichtlich der Standorte und der Technologiebereitstellung. Im Prinzip wäre hier die Definition eines weiteren Zubaulimits für die europäische Kernkraft erforderlich, was die Handlungsmöglichkeiten der Agenten weiter einschränken würde.

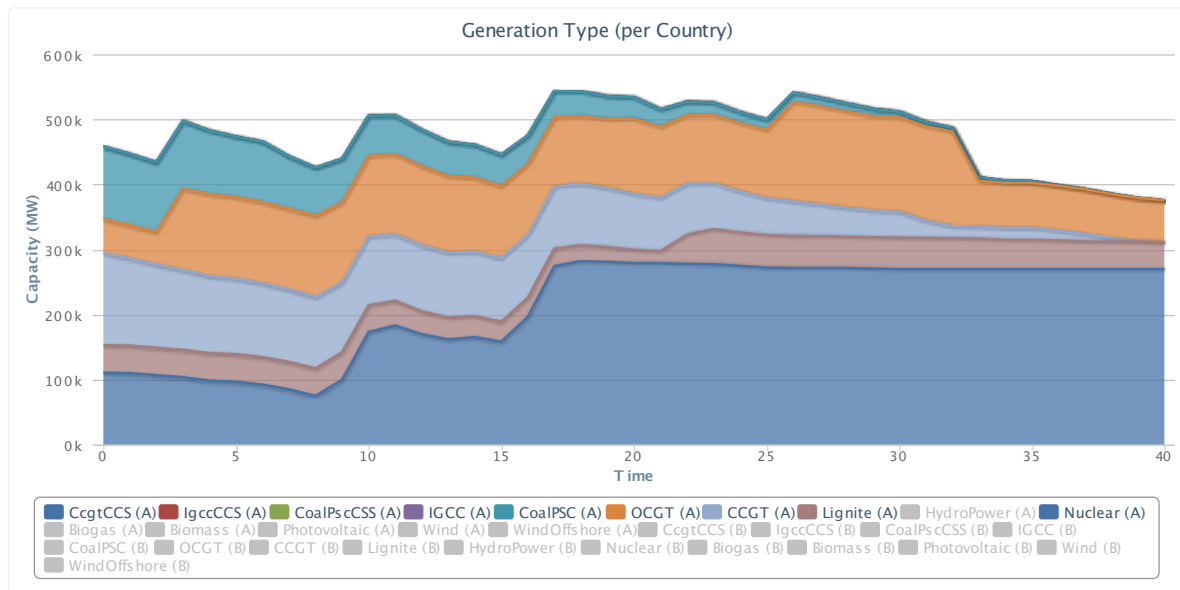


Abb. 2-9 Entwicklung der installierten fossilen Kraftwerksleistung in Europa (ohne Deutschland , 2011-2050)

Auffällig ist, dass trotz erheblicher installierter Biomasse- und Biogas-Leistungen (sowohl in Europa als auch in Deutschland, Ausbau auf insgesamt knapp 100 GW bis 2050) im Modell ein Anstieg der Stromerzeugung nur bis 2027 zu beobachten ist. Anschließend kommt die Stromerzeugung aus Biomasse fast vollständig zum Erliegen. Die Gegenüberstellung der Stromerzeugung nach Technologien (gesamt für beide Regionen) ist in Abb. 2-10 dargestellt.

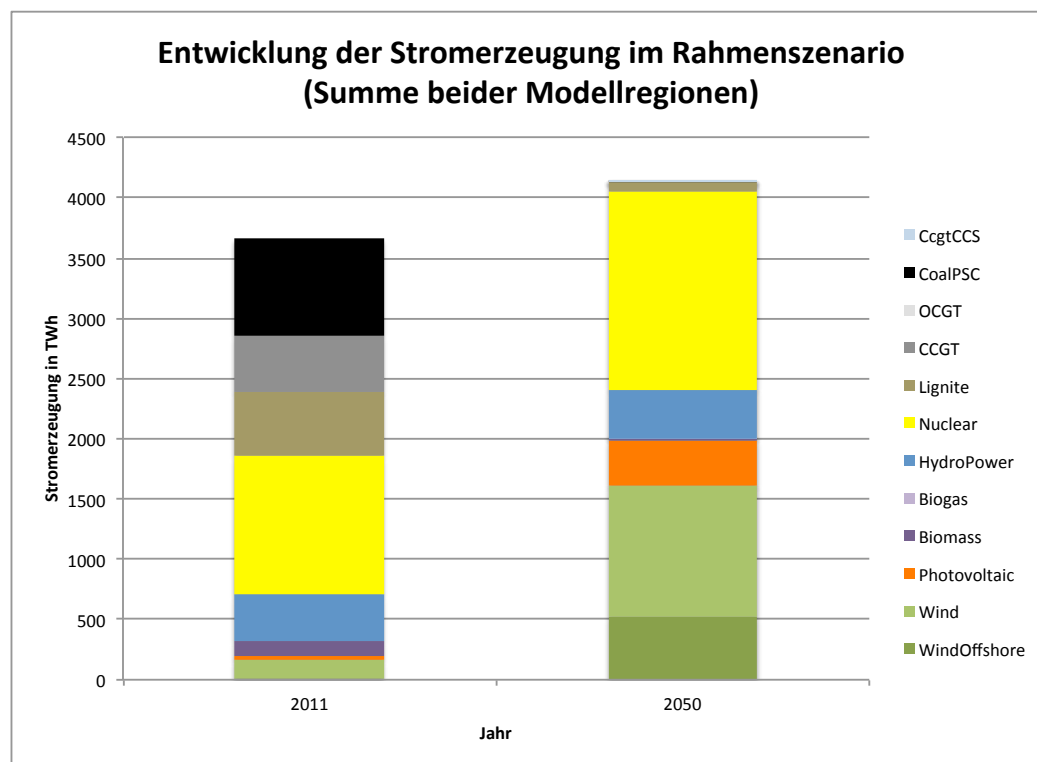


Abb. 2-10 Entwicklung der Stromerzeugung im Rahmenszenario (Summe beider Modellregionen)

Aus Abb. 2-11 wird ersichtlich, dass die vorgegebenen Emissionsreduktionen des Szenarios auf 75 kt CO₂ in 2050 durch die in EMLab-Generation berechnete Stromerzeugung eingehalten werden.

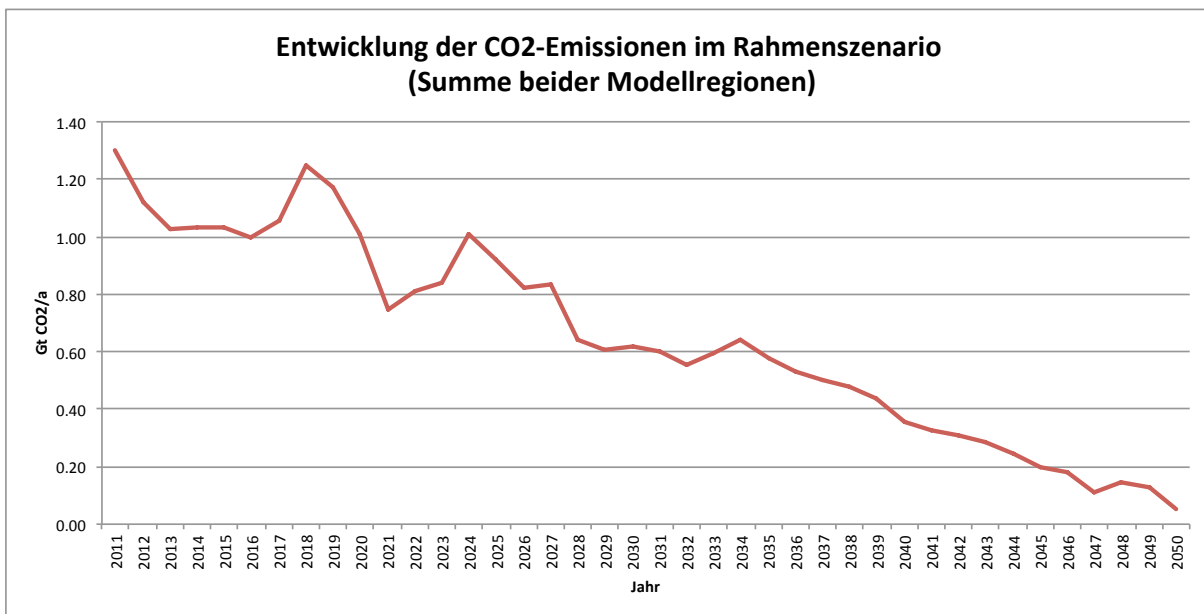


Abb. 2-11 Entwicklung der CO₂-Emissionen im Rahmenszenario (Summe beider Modellregionen)

Exemplarisch wurde das Szenario für die Regionen EU und DE auch genutzt, um den Einfluss der Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern im Modell auf den Zubau fossiler Kraftwerkskapazität in Deutschland sowie auf die Zusammensetzung dieses Zubaus zu prüfen. Hierzu wurde die Austauschkapazität in einer Abwandlung des Rahmenszenarios für den gesamten Zeitraum auf 0 gesetzt. Es hat sich jedoch gezeigt, dass die Entwicklung des Zubaus in beiden Regionen durch die veränderten NTC-Werte im Modell im Wesentlichen sowohl in der Höhe als auch in der Zusammensetzung unbeeinflusst bleibt.

Die Modellläufe für das Rahmenszenario, deren Ergebnisse hier auszugsweise dargestellt wurden, bilden die Grundlage für zukünftige weitere Auswertungen und Analysen.

2.3.9 Lessons Learned: Nutzung von Open-Source Strommarktmodellen

In De Vries et al. (2013) beschreiben die Entwickler des EMLab-Generation-Modells ihre Beweggründe für den Open-Source Umgang mit dem Modell folgendermaßen:

“The desire to open up models to a community of researchers, public and private problem owners, and the general public is an important approach to ventilate research results to the public. It changes the role of models and simulations in the debate, and allows the end user to explore, validate and experiment with the tools that researchers develop. In addition, extendability and reusability of code is important, because it allows developed models to become a basis around years of policy-supporting modelling research.”⁵

⁵ sinngemäß: Modelle der Forschergemeinschaft und der Öffentlichkeit zu öffnen, ist ein wichtiger Ansatz, Forschungsergebnisse öffentlich zu machen. Dies ändert die Rolle von Modellen und Simulationen in der Diskussion und erlaubt es dem Nutzer, die Instrumente, die Forscher entwickeln, zu erkunden, zu validieren und damit zu experimentieren. Außerdem ist die Möglichkeit, Code zu erweitern und mehrfach zu nutzen, wichtig, da es damit möglich wird, bestehende Modelle als Basis für weitere Forschung zu nutzen.

Begleitend zum Modell wird von den Entwicklern das *EMLab-Wiki* erstellt und gepflegt, in dem viele Informationen zum Umgang mit dem Modell gegeben werden. Eine solche ausführliche Dokumentation ist unerlässlich, sollen andere Personen als die Entwickler mit dem Modell arbeiten. In diesem Wiki wird eine Anleitung zur Installation und Kompilierung des Modells beschrieben. Diese erlauben es dem interessierten Nutzer, der allerdings zumindest grundlegende Programmierkenntnisse haben sollte, das bestehende Modell zu installieren, zu kompilieren und Modellläufe für bestehende Szenarien durchzuführen. Das entspricht dem Anspruch „to explore, validate and experiment with the tools“. Doch bei der darüber hinausgehenden Weiterentwicklung und Anpassung des Modells („extendability and reusability of code“) werden zahlreiche Herausforderungen sichtbar: Das Modell ist sehr komplex und wird beständig weiter entwickelt. Es werden verschiedene Programmiersprachen genutzt, die für die Weiterentwicklung oder Anpassung des Modells beherrscht werden müssen. Zudem kommen verschiedene Programmierumgebungen zum Einsatz, deren Zusammenspiel verstanden werden muss, um zu erkennen, welche Auswirkungen mögliche Änderungen haben.⁶ Die Dokumentation des Modells ist hierbei nicht in allen Punkten vollständig, so dass vielfach persönliche Rückfragen notwendig wurden.

Einer der Beweggründe für dieses Anbahnungsprojekt war, sich der agentenbasierten Modellierung anhand eines bestehenden Modells zu nähern (parallel dazu wurden im Wuppertal Institut erste eigene agentenbasierte Modelle aufgebaut). Es hat sich jedoch gezeigt, dass, um ein bestehendes Modell zu durchdringen, ein höherer Aufwand notwendig ist als zunächst angenommen wurde. Das EMLab-Generation-Modell ist ein sehr komplexes, weit entwickeltes Modell. Zudem wurde das Modell während der Arbeiten des Wuppertal Instituts auch von den Delfter Entwicklern erweitert und angepasst. Dadurch wurden konzeptionelle Überlegungen und Umsetzungen teilweise hinfällig oder mussten mehrmals durchgeführt werden, um sich an die geänderten Modellbedingungen anzupassen. Das machte den engen Kontakt mit den Modellentwicklern unerlässlich, so dass auch bei diesen ein entsprechend hoher Zeitaufwand notwendig war.

2.4 Konzept zur Berücksichtigung von Risiken in Investitionsentscheidungen

Die Investitionsentscheidungen von Kraftwerksbetreibern beeinflussen in hohem Maße die zukünftige Entwicklung des Stromsystems. Sie sind zudem hohen Risiken und Unsicherheiten ausgesetzt, etwa hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung von Brennstoff-, Strom- oder CO₂-Preisen, der gesellschaftlichen Akzeptanz oder der zukünftigen Entwicklung politischer Rahmenbedingungen. Obwohl in der Realität ein Einfluss von Unsicherheiten auf Investitionsentscheidungen besteht, wird er in vielen Strommarktmodellen, die Investitionen endogen berechnen, nicht berücksichtigt. Dies trifft auch auf den bisherigen Investitionsalgorithmus von EMLab-Generation zu.

Aus diesem Grund wurde im Rahmen des Anbahnungsprojekts die Erarbeitung einer Masterarbeit initiiert, deren Ziel die Erweiterung des bisherigen Investitionsalgorithmus von EMLab-Generation ist. Die Arbeit soll dazu beitragen, die bestehenden Wissenslücken hinsichtlich der Auswirkungen von Investitionsrisiken auf die langfristige Entwicklung von Strommärkten zu schließen. Sie strebt die Beantwortung der folgenden Fragen an:

⁶ Je nach Schwerpunkt der Aufgabenstellung sind Kenntnisse im Umgang mit den folgenden Sprachen und Tools erforderlich: Java, R, XML, AgentSpring, Git, Gremlin, Python

- Wie können Investitionsrisiken in die Entscheidungsfindungsprozesse eines Strommarktmodells integriert werden?
- Welche Effekte auf zentrale Modellergebnisse sind zu erwarten, wenn Investitionsrisiken berücksichtigt werden?

Der bisherige Investitionsalgorithmus in EMLab-Generation beurteilt die Vorteilhaftigkeit einer Investition anhand des Kapitalwerts der jeweiligen Optionen (Net Present Value, NPV). Hierzu werden unter Berücksichtigung physischer und finanzieller Randbedingungen (z. B. begrenzte Kapitalreserve) zunächst alle Investitionsoptionen sowie ihre techno-ökonomischen Parameter (Investitions- und Betriebskosten, Lebensdauer) ermittelt. Zusätzlich werden Informationen zur zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks (Bestand, Zu- und Rückbau) erhoben. Die weiterhin zur Annäherung des NPV erforderlichen (unsicheren) Parameter (Brennstoffpreise, Stromnachfrage, CO₂-Preis) werden mit Hilfe einer linearen Regression auf Grundlage der Vergangenheitswerte der letzten fünf Jahre fortgeschrieben. Unter Zuhilfenahme der zuvor genannten Daten können die erwarteten Zahlungsströme (Einnahmen und Ausgaben) aus dem Kraftwerksbetrieb abgeschätzt werden. Aus den berechneten Zahlungsströmen, dem gewählten Diskontfaktor und der Lebensdauer der Kraftwerksoptionen wird der NPV bestimmt. Die Investoren wählen dann unter den verfügbaren Investitionsoptionen diejenige mit dem höchsten positiven NPV. (De Vries et al. 2013 S. 12)

Hervorzuheben ist, dass die Unsicherheiten der zukünftigen Entwicklung zentraler Parameter durch die oben erwähnte lineare Regression in der Investitionsentscheidung unberücksichtigt bleiben. Dies gilt z. B. für die Auswirkungen eines möglicherweise stärker als erwartet ansteigenden Kohlepreises auf den NPV.

Kern des erweiterten Investitionsalgorithmus ist es deshalb, eine Szenarioanalyse zentraler Parameter in den bestehenden NPV-Ansatz von EMLab-Generation zu integrieren, um das Spektrum möglicher zukünftiger Entwicklungen besser abzubilden. Auch in dieser Variante wird der NPV der Optionen zunächst wie zuvor beschrieben unter Zuhilfenahme linearer Regression zentraler Marktvariablen bestimmt. Die Entwicklungspfade gemäß der Regression werden dabei als Basisszenario bezeichnet.

Erst nach der Auswahl aller Optionen, die im Basisszenario einen positiven NPV aufweisen, erfolgt die Anpassung des Algorithmus: Statt die Option mit dem höchsten NPV (im Basisszenario) direkt auszuwählen, berücksichtigen die Agenten acht zusätzliche Szenarien, in denen jeweils eine der Variablen Gaspreis, Kohlepreis, Stromnachfrage und CO₂-Preis verändert wird. Für jede der Variablen werden zwei mögliche Abweichungen vom Basisszenario berücksichtigt, eine wesentlich höhere sowie eine wesentlich niedrigere Entwicklung in Relation zum jeweiligen Referenzpfad. Der Grad der Volatilität in der Vergangenheit wird dabei als Grundlage genutzt, die Größenordnung der Abweichung vom Basispfad in der Zukunft zu bestimmen. Der NPV der Option wird dann erneut in jedem der zusätzlichen Szenarien berechnet. Fällt er in einem Szenario unter einen bestimmten Grenzwert, wird die Option als zu riskant betrachtet und verworfen. In diesem Fall wird die Option mit dem zweithöchsten NPV im Basisszenario gewählt und ebenfalls innerhalb der Szenarien auf ihre Robustheit überprüft. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt, bis eine der Investitionsoptionen ausgewählt oder alle Optionen verworfen wurden. (Nebel 2015)

Die Erarbeitung eines Konzepts für den erweiterten Investitionsalgorithmus ist fertiggestellt, die Erweiterung wurde implementiert und die Auswertung erster Modellergebnisse findet

statt. Es bleibt festzuhalten, dass bislang nur eine geringe Anzahl an Investitionsrisiken durch den modifizierten Entscheidungsfindungsprozess berücksichtigt wird. Viele weitere – auch nicht-monetäre und schwer quantifizierbare – Risiken, wie z. B. die gesellschaftliche Akzeptanz von Technologien, können in der Realität die Investitionsentscheidungen von Kraftwerksbetreibern beeinflussen, sind aber schwer in EMLab-Generation abzubilden. Über den Gegenstand der beschriebenen Masterarbeit hinaus ergibt sich hier zusätzlicher Forschungsbedarf.

2.5 Fazit

Durch den Umgang mit EMLab-Generation konnte die Handhabung des Modells zur Berechnung eigener Szenarien – von der Zusammenstellung und Aufbereitung aller erforderlichen Daten über die Modell-Läufe bis zur Visualisierung der Ergebnisse – erlernt werden.

Es wurden aber auch die Herausforderungen deutlich, die sich aus dem Umgang mit komplexen Open-Source Modellen sowie insbesondere für deren Weiterentwicklung und Anpassung ergeben. Die hier gewonnenen Erfahrungen fließen auch in die Diskussion einer Open-Source Strategie des Wuppertal Instituts mit ein. Auch unter dem Stichwort „Open Data“ bestehen hier weitere Möglichkeiten und Pläne zur Kooperation zwischen Wuppertal Institut und TU Delft.

Neben der erfolgreichen Übertragung von EMLab-Generation auf neue geographische Modellregionen konnte im Rahmen einer studentischen Arbeit auch ein Konzept zur Erweiterung des Investitionsalgorithmus erstellt werden, das aktuell (Stand Februar 2015) im Rahmen einer Masterarbeit in EMLab-Generation implementiert wird.

Für eine Fortführung der Arbeit mit EMLab-Generation sowie eine Vertiefung der Kooperation mit der TU Delft ergeben sich unterschiedliche Ansätze, die einerseits weitere Ergänzungen und Verbesserungen der Datenbasis des hier vorgestellten Rahmenszenarios betreffen, andererseits in der Bearbeitung von inhaltlichen Fragestellungen an Hand des implementierten Szenarios bestehen.

Folgende Ansatzpunkte ergeben sich für die weitere *Verbesserung der Datenbasis* und deren *Kopplung mit EMLab-Generation*:

- Im Rahmenszenario wird angenommen, dass für den Stromaustausch zwischen den Regionen nur etwa 50 % des (theoretischen) kumulativen NTC zwischen Deutschland und allen Nachbarländern zur Verfügung stehen (Kapitel 2.3.7). Der berücksichtigte Abschlag erscheint vergleichsweise hoch. Es empfiehlt sich daher zu prüfen, wie die Maximalwerte der ENTSO-E berechnet werden und ob gegebenenfalls die Berücksichtigung eines geringeren Abschlags von z. B. 20 % auf den kumulativen Ausbau der Kuppelstellen gemäß der berücksichtigten Energieszenarien ebenfalls vertretbar wäre.
- Die Langfrist-Energieszenarien aus Kapitel 2.3.4 berücksichtigen auch weitere Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien (CSP, Geothermie, Wellenkraft), die bislang in EMLab-Generation nicht berücksichtigt werden. Zur Abbildung der Szenarioannahmen eines umfangreichen Zubaus dieser Technologien im Multi-GW-Bereich bietet sich die Ergänzung weiterer Kraftwerkstypen in EMLab-Generation an. Dies gilt insbesondere für CSP (Ausbau auf 42 GW in Europa im gewählten Szenario, insbesondere in Spa-

nien), aber auch für die weiteren genannten Technologien. Hierfür sind die jeweilige Einspeisecharakteristik sowie die technischen Parameter der Kraftwerkstypen zu erfassen.

- In EMLab-Generation wird bislang für jedes Jahr derselbe Lastverlauf angenommen, der entsprechend einer vorgegebenen jährlichen Lastentwicklung skaliert wird. Möglichen zukünftigen Transformationen der Verbraucherlast, etwa durch den Markteintritt neuer Lasten wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen, könnte mit der Option zur Implementierung unterschiedlicher Lastprofile für verschiedene Jahre verbessert Rechnung getragen werden.
- Abgesehen von der intermittierenden erneuerbaren Erzeugung von Wind und Photovoltaik basiert die segmentabhängige Verfügbarkeit aller weiteren Technologien in EMLab-Generation (fossil und regenerativ) auf groben Annahmen. Eine Validierung der getroffenen Annahmen kann gegebenenfalls zu einer realistischeren Abbildung von Zubau und Betrieb der Kraftwerke beitragen.
- Im Rahmen des Projekts wurde auf eine präzise Darstellung des Kraftwerksparks insbesondere in Deutschland Wert gelegt, weil diese Region im Fokus der Betrachtungen aus Sicht des Wuppertal Instituts steht und die Beschreibung des Kraftwerksparks zudem von einer überdurchschnittlich guten Datenverfügbarkeit profitiert. Im Vergleich der beiden Modellregionen verfügt allerdings die wesentlich größere Region EU auch über die größeren Kraftwerkskapazitäten. Vor diesem Hintergrund wäre eine verbesserte Abbildung des europäischen Kraftwerksparks ebenfalls denkbar. Dies könnte (weitgehend analog zur Vorgehensweise für Deutschland) durch Berücksichtigung der internationalen Kraftwerksdatenbank „World Electric Power Plants Database“ (WEPP) erfolgen, die fossile Kraftwerke aller hier relevanten Länder umfassend abbildet (Platts 2014). Ein Auszug der Datenbank ist am Wuppertal Institut verfügbar.
- Die ersten Modellläufe des erarbeiteten Szenarios haben gezeigt, dass sich unter den getroffenen Annahmen auf dem europäischen Strommarkt fossiler Zubau und fossile Erzeugung mittelfristig von der Kernkraft dominiert werden. Neben der Berücksichtigung von Risiken in Investitionsentscheidungen (Kapitel 2.4) und gegebenenfalls von Potenzialgrenzen empfiehlt sich auch die Überprüfung der angesetzten Investitionskosten einschließlich einer Prüfung, ob als Input die reinen Investitionskosten/Baukosten oder die Kapitalkosten (inklusive Zinsen für das Fremdkapital sowie kalkulatorische Zinsen⁷ für das Eigenkapital) erwarten werden. Letztere können deutlich höher ausfallen.
- In Kapitel 2.3.8 wurde angedeutet, dass erhebliche Zubauvorgaben den Handlungsspielraum der zentralen Agenten im Modell einschränken. Es gilt daher, trotz dieser Vorgaben den Fokus auf den methodischen Kern des Modells (die Agentenbasierung) beizubehalten. Interessant wäre vor diesem Hintergrund eine Erweiterung des Modells, die auch die Investitionen in notwendige Ausgleichsmaßnahmen wie Lastmanagement und Energiespeicher erlaubt oder Sektorkopplungen wie die elektrische Bereitstellung von Wärme darstellen kann. Damit ließe sich beispielsweise erforschen, unter welchen Marktbedingungen sich welche Ausgleichsmaßnahmen durchsetzen würden. Diese Erweiterung würde jedoch einen grundsätzlichen Umbau in der Modellstruktur erfordern, da die bisher durchgeführte Segmentierung zur Folge hat, dass keine zeitliche Abfolge der Lastsituationen modelliert werden kann.

⁷ abhängig vom Risiko des Projekts

An Hand des vorliegenden Rahmenszenarios ließen sich (teils mit geringem Aufwand) beispielsweise die folgenden *weiteren Fragestellungen* analysieren:

- Welcher Zubau von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien ergibt sich aus den Investitionen der Kraftwerksbetreiber, wenn keine exogenen Vorgaben hinsichtlich der Erneuerbaren-Ziele gesetzt werden?
- Welcher Einfluss ist mit einer stark steigenden Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien in einer Modellregion (bei starker Vernetzung) auf die jeweils andere verbunden?
- Welche Sensitivitäten ergeben sich aus veränderten technischen und Kosten-Annahmen der Erzeugungstechnologien?

3 Dokumentation der durchgeführten Workshops

3.1 First International Workshop „Modelling the Energy Transition in North-Western Europe“

Der am 21. September 2012 im Wuppertal Institut abgehaltene Workshop war ursprünglich als erster von zwei Workshops zwischen Wuppertal Institut und TU Delft geplant. Da der Förderantrag für das Vorhaben relativ kurzfristig gestellt wurde (11.07.2012) und Bewilligung erst Anfang 2013 erfolgte, wurde der bereits organisierte Workshop aus eigenen Mitteln finanziert. Da er den Auftakt der Kooperation darstellt, wurde er dennoch in diesen Bericht mit aufgenommen.

Ziel des Workshops war ein erster Austausch der am Vorhaben beteiligten Organisationseinheiten (Forschungsgruppe 1 „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“ des Wuppertal Instituts und Section „Energy and Industry“ in der Fakultät Technology, Policy and Management der TU Delft) über verschiedene Aspekte ihrer Energiemodellierung. Dabei wurden folgende Arbeiten vorgestellt und diskutiert:

Wuppertal Institut

- Status and plans of the energy transition in Germany (Peter Viebahn)
- Energy models and scenarios for Germany and North Rhine-Westphalia (Stefan Lechtenböhrer)
- Designing the climate protection plan for North Rhine-Westphalia (Christoph Zeiss)
- Transmission grid modelling (Arjuna Nebel)
- Electricity market model for Tunesia and assessment of different electricity scenarios through MCA (Ole Soukup)
- The power plant operation model for North Rhine-Westphalia (Clemens Schneider, Arjuna Nebel)

TU Delft

- Resilience in electricity grids (Andrew Bollinger)

- Modelling balancing markets (Reinier van der Veen)
- Congestion management in electricity countries (Martti van Blijswijk)
- Agent-Based Electricity Market Model for the German and Benelux markets (Emile Chappin)

3.2 First International Workshop „Agent-Based Modelling of Electricity Markets“

Die Ziele des zweiten Workshops am 23./24. Juni 2014 an der TU Delft waren, einen Überblick speziell über agentenbasierte Strommarktmodelle zu bekommen, Forschungsbedarf auszuarbeiten und die Vernetzung der beteiligten Akteure zu initiieren. Er wurde gemeinsam von TU Delft, Wuppertal Institut und DLR organisiert.

In einem ersten Teil stellten sechs Einrichtungen ihre ABM-Modelle oder ABM-basierte Projektvorhaben zum Strommarkt vor, die hinsichtlich offener Fragen, Restriktionen und zukünftiger Aktivitäten diskutiert wurden:

- EMLab-Generation Model (Jörn Richstein, TU Delft)
- Extension to EMLab-Generation Model (Ole Soukup, Wuppertal Institute)
- Amiris Model (Christina Nienhaus, German Aerospace Centre)
- PowerACE Model (Dr. Dogan Keles, Andreas Bublitz, Karlsruhe Institute of Technology)
- SW-Agent project (Malcolm Yadack, University of Hohenheim)
- Biogas CHP in Germany, residential PV in Italy (Prof. Reinhard Madlener, Giovanni Sorda, E.ON Energy Research Center at RWTH University Aachen)

In einem zweiten Block wurden in drei Gruppenarbeiten aktuelle Themen der ABM-Modellierung im Hinblick auf die derzeitige Praxis, bestehende methodische Herausforderungen und deren mögliche Lösungen diskutiert:

- Groups round 1: Investment & behaviour differentiation of agents
- Groups round 2: Learning & collaboration of agents
- Groups round 3: Calibration & validation, increase of acceptance

Basierend auf den Diskussionen der ersten beiden Blöcke wurden im dritten Teil systematisch offene Forschungsfragen sowie Möglichkeiten der zukünftigen Vernetzung und Zusammenarbeit abgefragt. Insbesondere die Vielfalt der methodischen Fragestellungen bietet eine Basis für eine vertiefte Zusammenarbeit nach Abschluss dieses Vorhabens.

3.3 Delfter Modellierer-Kolloquium

In einem Kolloquium stellten vier Doktoranden und ein Post-Doc der TU Delft im Wuppertal Institut im Zeitraum vom 11. – 20. November 2014 ihre Arbeiten aus der Section Energy&Industrie vor. Dieses „update“ Delfter Modellierungsarbeiten knüpfte damit an den ersten Workshop an und soll es ermöglichen, nach Abschluss dieses Vorhabens weitere Kooperationen zwischen Wuppertal Institut und TU Delft aufzubauen. Gemeinsame Schnittstelle aller vorgestellten Arbeiten war das Thema Modellierung, während die inhaltlichen Fragen in die-

sem Fall nicht nur die veranstaltende Forschungsgruppe 1, sondern alle Forschungsgruppen des Wuppertal Instituts umfassten. Folgende Arbeiten wurden vorgestellt und diskutiert:

- Mathematical modelling and optimization of the electricity decarbonization in China (Ying Li)
- Developing a dynamic and applicable Industrial Symbiosis data repository by use of semantic web tools extracting from and combining major European databases (Ben Zhu)
- Integrated energy systems for local communities: a review (Binod Koirala)
- Using ABM to explore impact of servicing on economy and environment (Reinier van der Veen)
- Persuading residential consumers in smart grids to reduce and shift their electricity use (Jochem Douw)

3.4 ABM-Kompaktkurs „An introduction to the ‘magical’ world of agent-based modelling”

Abschließend fand am 20./21.11.2014 im Wuppertal Institut ein Kompaktkurs zur agentenbasierten Modellierung statt. Er wurde konzipiert und durchgeführt vom Delfter ABM-Experten Dr. Chappin, unterstützt durch J. Douw (TU Delft) und Th. Jensen und J. Friege (Wuppertal Institut). Mit der Schulung von 14 Mitarbeiter(inne)n aus den verschiedenen Forschungsgruppen des Wuppertal Instituts wurde eine weitere Grundlage für die zukünftige Zusammenarbeit mit den ABM-Experten der TU Delft gelegt.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Förderung der DFG wurde es möglich, eine Kooperation mit der TU Delft zum Thema agentenbasierte Strommarktmodelle aufzubauen, innerhalb derer zentrale Forschungsfragen identifiziert und erste Lösungsansätze entwickelt werden konnten. Zu nennen ist hier insbesondere die Anpassung des Modells EMLab-Generation für die gewählte Forschungsaufgabe, der internationale ABM-Workshop sowie eine im Anschluss daran initiierte Masterarbeit zur Berücksichtigung von Risikoaspekten innerhalb des Investitionsalgorithmus von EMLab-Generation.

Die von der DFG im Rahmen des Vorhabens finanzierten Reisekosten in Höhe von 19.057 Euro wurden um eigene Personalmittel in Höhe von rund 65.000 ergänzt. Als weitgehend drittmittelfinanziertes Institut hat das Wuppertal Institut damit erheblich in Vorlaufforschung investiert, die das große Interesse zeigt, die mit Unterstützung der DFG möglich gewordene Kooperation mit der TU Delft fortzusetzen und auszubauen.

Die gewonnenen Erkenntnisse aus dem Anbahnungsvorhaben sollen zukünftig insbesondere dafür genutzt werden, um

- das EMLab-Generation Modell hinsichtlich der in Kapitel 2.5 dargestellten offenen Fragen, die sich aus den Modellierungsarbeiten ergeben haben, zu optimieren,
- weitere strategische Fragestellungen eines zukünftigen Energiesystems und die Rolle der verschiedenen Akteure zu modellieren (soziale Innovationen als Teil von Systemin-

novationen, neue Marktakteure im Rahmen von dezentralen Energiewandlungsanlagen, Diffusion neuer Technologien im Zusammenspiel von Strom-Wärme-Verkehrssektor, ...),

- das EMLab-Generation Modell als Modellierungstool für gemeinsame Projekte verschiedener Einrichtungen einzusetzen (neben Delft und Wuppertal z. B. auch durch die Uni Groningen),
- die vielfältigen offenen methodischen Fragestellungen bei der agentenbasierten Modellierung, die in dem internationalen ABM-Workshop erarbeitet wurden, aufzugreifen und für die anwendungsorientierte Forschung nutzbar zu machen.

Für ausgewählte Fragestellungen wird angestrebt, die Anbahnungsmaßnahme mit Hilfe von Instrumenten der DFG-Einzelförderung fortzuführen. Hierfür wären aus unserer Sicht folgende Maßnahmen denkbar, die wir nach Abgabe des Ergebnisberichts konkretisieren und mit der DFG gerne im Vorfeld einer Antragseinreichung diskutieren würden:

- Einzelantrag zur Finanzierung eines wissenschaftlichen Mitarbeiters oder eines Doktoranden für eine ausgewählte Fragestellung; ggf. alternativ Antrag "eigene Stelle" durch einen besonders qualifizierten, befristet beschäftigten wissenschaftlichen Mitarbeiter,
- Einzelantrag wie oben, ergänzt um einen Einzelantrag der TU Delft bei der für sie zuständigen holländischen NWO,
- Mercator-Fellow für einen langfristig angelegten Austausch mit einem ausgewiesenen ABM-Experten der TU Delft,
- Paketantrag durch zwei oder drei kooperierende Einrichtungen für jeweils eine Doktorandenstelle oder wiss. Mitarbeiter (z. B. mit der RWTH Aachen als einer der teilnehmenden Einrichtungen am internationalen ABM-Workshop), ggf. wie oben ergänzt um eine weitere Stelle an der TU Delft,
- Wissenschaftliches Netzwerk aus deutschen Forschungseinrichtungen, die sich mit ABM beschäftigen, ergänzt um einzelne internationale Mitglieder (z. B. TU Delft, Uni Groningen).

5 Literaturverzeichnis

Andruleit, H. (2013): Energiestudie 2013 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).

Chappin, E. J. L. (2011): Simulating Energy Transitions. TU Delft: Technology, Policy and Management: Energy & Industry Section. Abgerufen von URL: <http://resolver.tudelft.nl/uuid:fb224ffe-0a3b-4780-9e5b-b2020ac0ce3c>.

DLR (2013): Bringing Europe and Third countries closer together through renewable Energies (BETTER). Deliverable D3.3: Prospects for Renewable Energy Exports from NA to EU. Brussels.

ENTSO-E (2014a): Consumption Data. European Network of Transmission System Operators for Electricity. <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>. Last access: 23 Januar 2015.

ENTSO-E (2014b): NTC Matrix. <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/Pages/default.aspx>. Last access: 24 Februar 2015.

- EREC; Greenpeace Int. (2012): Energy [R]evolution: A Sustainable World Energy Outlook 2012. Amsterdam: European Renewable Energy Council, Greenpeace International. <http://www.energyblueprint.info/>
- Eurelectric (2012): Power Statistics & Trends 2012. Full Report. http://www.eurelectric.org/media/113657/power_statistics_2012_hr-2012-180-0002-01-e.pdf. Last access: 24 Februar 2015.
- EurObserv'ER (2015): EurObserv'ER Barometer - downloads. <http://www.eurobserv-er.org/downloads.asp>. Last access: 02 März 2015.
- EWEA (2010): Cumulative installed capacity per EU Member State 1998 - 2009 (MW). http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/cumulative_wind_per_ms_1998_2009_ws.xls
- EWEA (2015): European statistics archive. Wind in power: 2009-2014 European statistics. <http://www.ewea.org/statistics/european/>. Last access: 02 März 2015.
- EWI; Energynautics (2011): Roadmap 2050 – a closer look Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions. Final Report. Köln: Energiewirtschaftliches Institut. <http://elib.dlr.de/59501/1/PHEV-Workshop-Koeln-Schier.pdf>
- Fraunhofer ISI (2011): Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050). Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.
- Fraunhofer ISI (2014): Optimized pathways towards ambitious climate protection in the European electricity system (EU Long-term scenarios 2050 II). Final report. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.
- GWEC (2015): Global Wind Energy Outlooks. <http://www.gwec.net/publications/global-wind-energy-outlook/>. Last access: 02 März 2015.
- Heinemann, D. (2014): Zeitreihen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Energiesystemmodellierung. RESTORE2050 Workshop „Energiesystemmodellierung“, Hannover.
- Nebel, M. (2015): Introduction of investment risks into an agent-based electricity market model. Initial concept development. Osnabrück: Universität Osnabrück.
- Platts (2014): Data base description and research methodology UDI WORLD ELECTRIC POWER PLANTS DATA BASE. <http://www.platts.com/IM.Platts.Content/downloads/udi/wepp/descmeth.pdf>
- RWE (2008): RWE Facts & Figures 2008 - Age Structure of Power Plants in Europe in 2007. <http://rwe.com.online-report.eu/factbook/en/marketdata/electricity/generation/agestructure.html>. Last access: 24 Februar 2015.
- Samadi, S.; Merten, F. (2013): Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050 – RESTORE 2050. Zwischenbericht zum Arbeitspaket 1. Studie von Wuppertal Institut, NEXT ENERGY und Universität Oldenburg für das BMBF. Wuppertal.
- Stetter, D. (2012): Enhancement of the REMix energy model – global renewable energy potentials optimized power plant siting and scenario validation. A thesis submitted to the Faculty of Energy Technology, Process and Biological Engineering of the University of Stuttgart in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Engineering Sciences (Dr.-Ing.). Stuttgart.
- De Vries, L. J.; Chappin, E. J. L.; Richstein, J. (2013): EMLab-Generation: An experimentation environment for electricity policy analysis. Technical Report. Delft: TU Delft. <http://emlab.tudelft.nl/generation/emlab-generation-report-1.0.pdf>. Last access: 24 Februar 2015.
- Wuppertal Institut (2014): Liste fossiler Kraftwerke in Deutschland. Basierend auf Daten von BNetzA und UBA und laufenden WI-eigenen Aktualisierungen mit Stand vom 16.04.2014.